



Teknisk forskrift 3.3.1 for batterianlæg

1	Publiceret udgave	10.06.2017	22.06.2017	22.06.2017	23.06.2017	DATE
		FBN	JMI	KDJ	FBN	NAME
REV.	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	REVIEWED	APPROVED	
		15/01357-12				

Revisionsoversigt

Afsnit nr.	Tekst	Revision	Dato
Alle afsnit	Forskriften er opdateret efter offentlig høring. Dette inkluderer: - Redaktionelle fejl er rettet - Ændringer indført på baggrund af høringskommentarer	1	23.06.2017
5.3.5	Opdateret med nye krav til anlægsegenskaber af reaktiv effekt	1	23.06.2017
7	Opdateret i forhold til kommunikation	1	23.06.2017
Alle afsnit	Høringsdokument	0	14.02.2017

Indholdsfortegnelse

Revisionsoversigt	2
Indholdsfortegnelse	3
Oversigt over figurer og tabeller.....	4
Læsevejledning	6
1. Terminologi, forkortelser og definitioner	7
2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser	21
3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser	27
4. Elkvalitet	33
5. Styring og regulering	43
6. Beskyttelse.....	65
7. Udveksling af signaler og datakommunikation	69
8. Verifikation og dokumentation.....	74
9. Simuleringsmodel	78
Bilag 1 Dokumentation.....	80

Oversigt over figurer og tabeller

Liste over figurer:

Figur 1	Definition af fortegn for aktiv og reaktiv effekt samt effektfaktorsetpunkter [ref. 14 og 15].	14
Figur 2	Eksempel på installationstilslutning af anlæg.	17
Figur 3	Eksempel på nettilslutning af anlæg.	18
Figur 4	Krav til nominal effekt og nominal strøm ved frekvens- og spændingsvariationer	29
Figur 5	Krav til tolerance over for spændingsdyk for batterianlæg kategori C og D.	30
Figur 6	Krav til levering af reaktiv tillægsstrøm I_Q under spændingsdyk for batterianlæg af kategori C og D.	31
Figur 7	Tolerance for gentagne fejl	32
Figur 8	Skitse for en anlægsregulator.	44
Figur 9	Frekvensrespons for et batterianlæg som kun kan optage effekt fra det kollektive elforsyningsnet.	46
Figur 10	Frekvensrespons fra et batterianlæg som kan levere og optage effekt fra det kollektive elforsyningsnet.	46
Figur 11	Frekvensreguleringskurve for et batterianlæg.	48
Figur 12	Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt for et batterianlæg.	52
Figur 13	Effektfaktorregulering (PF) for et batterianlæg.	53
Figur 14	Spændingsregulering for et batterianlæg.	55
Figur 15	Automatisk effektfaktorregulering for et batterianlæg.	56
Figur 16	Krav til levering af reaktiv effekt ved arbejdspunkter mindre end P_n (P_{lever}) for batterianlæg i kategori A1, A2 og B.	58
Figur 17	Krav til levering af reaktiv effekt ved arbejdspunkter mindre end P_n (P_{lever}) for batterianlæg i kategori C.	60
Figur 18	Krav til levering af reaktiv effekt ved P_n (P_{lever}) som funktion af spændingen i POC for batterianlæg i kategori C.	61
Figur 19	Krav til levering af reaktiv effekt ved arbejdspunkter mindre end P_n (P_{optage} og P_{lever}) for batterianlæg i kategori D.	62
Figur 20	Krav til levering af reaktiv effekt ved P_n (P_{optage} og P_{lever}) som funktion af spændingen i POC for batterianlæg i kategori D.	63

Liste over tabeller:

Tabel 1	Definition af spændingsniveauer anvendt i denne forskrift.....	28
Tabel 2	Frekvensbånd for automatisk indkobling og standard FSM bånd....	28
Tabel 3	Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningssystem	32
Tabel 4	Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier.....	33
Tabel 5	Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n).....	38
Tabel 6	Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_n) for alle harmoniske forstyrrelser.	38
Tabel 7	Grænseværdier for samlet harmonisk spændingsforvrængning THDU (% af U_n) for alle harmoniske forstyrrelser.	38
Tabel 8	Værdier for eksponenten α	39
Tabel 9	Grænseværdier for emission af interharmoniske strømme.....	41
Tabel 10	Styrings- og reguleringsfunktioner for et batterianlæg.....	43
Tabel 11	Standard frekvensresponsindstillingsværdier for Dk1.....	47
Tabel 12	Standard frekvensresponsindstillingsværdier for Dk2.....	47
Tabel 13	Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier Dk1.....	48
Tabel 14	Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier Dk2.....	48
Tabel 15	Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier Dk2.....	48
Tabel 16	Styrings- og reguleringsfunktioner for reaktiv effekt.....	51
Tabel 17	Krav til batterianlæg kategori A1 og A2.	67
Tabel 18	Krav til batterianlæg kategori B.	67
Tabel 19	Krav til batterianlæg kategori C.	68
Tabel 20	Krav til informationsudveksling med et batterianlæg i kategori A. .	70
Tabel 21	Krav til informationsudveksling med et batterianlæg i kategori B ..	70
Tabel 22	Krav til informationsudveksling med et batterianlæg i kategori C og D	72
Tabel 23	Krav til dokumentation for anlægskategorier.	75

Læsevejledning

Denne forskrift indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav, som *batterianlæg* inkluderet i definitionen *batterianlæg* [afsnit 1.2.6] skal overholde ved *nettilslutning* i Danmark.

Forskriften er bygget op således, at afsnit 1 indeholder anvendt terminologi og anvendte definitioner, afsnit 2 beskriver de forvaltningsmæssige bestemmelser og relevante referencer, mens afsnit 3 til og med 7 indeholder de tekniske og funktionelle krav. Afsnit 8 indeholder kravene til dokumentation af de forskellige *anlægskategorier* og afsnit 9 indeholder kravene til den elektriske simuleringsmodel.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i flere *anlægskategorier*, som beskrevet i afsnit 1 og 2.2.

Der gøres i forskriften udstrakt brug af terminologi og definitioner. I afsnit 1 er de væsentligste beskrevet. Brugen af terminologi og definitioner i forskriften er i teksten tydeliggjort med *kursiv skrift*.

Forskriften udgives også på engelsk. I tvivlstilfælde er den danske udgave gældende.

Forskriften er udgivet af *den systemansvarlige virksomhed* og kan hentes på www.energinet.dk.

1. Terminologi, forkortelser og definitioner

1.1 Forkortelser

I dette afsnit er anført de forkortelser, der benyttes i dokumentet.

1.1.1 ψ_k

ψ_k benyttes som forkortelse for kortslutningsvinklen i *nettilslutningspunktet*.

Værdier for *flicker* beregnes for hvert *batterianlæg* med ψ_k som parameter.

1.1.2 df/dt

df/dt er betegnelsen for *frekvensændringen som funktion af tiden*. Nærmere beskrivelse i afsnit 1.2.15

1.1.3 $Dk1$

Betegnelse for Vestdanmark og en del af synkronområdet Kontinentaleuropa.

1.1.4 $Dk2$

Betegnelse for Østdanmark og en del af synkronområdet Norden.

1.1.5 $f_<$

$f_<$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for underfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse i afsnit 5.

1.1.6 $f_>$

$f_>$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for overfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse i afsnit 5.

1.1.7 f_{\max}

f_{\max} er betegnelsen for den maksimale frekvens.

1.1.8 f_{\min}

f_{\min} er betegnelsen for den minimale frekvens.

1.1.9 f_x

f_x , hvor x kan være 0 til 7, eller min og max, er punkter, der benyttes til *frekvensregulering*, og som er nærmere beskrevet i afsnit 5.2.2.

1.1.10 G_{It}

G_{It} er betegnelsen for planlægningsværdien for *flickeremissionen* fra et anlæg.

1.1.11 I_h

I_h er betegnelsen for summen af de individuelle harmoniske strømme.

1.1.12 I_k

I_k er betegnelsen for *kortslutningsstrøm*. Nærmere definition i afsnit 1.2.26.

1.1.13 I_n

I_n er betegnelsen for *nominel strøm*, som er den maksimale kontinuerte strøm, som et *batterianlæg* er designet til at levere eller forbruge. Nærmere definition i afsnit 1.2.31.

1.1.14 I_Q

I_Q er betegnelsen for den reaktive strøm, der leveres eller absorberes af *batterianlægget*.

1.1.15 k_U

k_U er betegnelsen for spændingsændringsfaktoren. Spændingsændringsfaktoren beregnes som funktion af ψ_k .

1.1.16 P_{aktuel}

P_{aktuel} er betegnelsen for det aktuelle niveau for aktiv effekt.

1.1.17 P_{delta}

P_{delta} er betegnelsen for rullende reserve. P_{Delta} er den effekt, som den tilgængelige aktive effekt bliver reduceret med for eventuelt at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende netfrekvens.

1.1.18 P_{levere}

P_{levere} er betegnelsen for det aktuelle niveau og retning af aktiv effekt som på et givet tidspunkt leveres af et *batterianlæg* til det *kollektive elforsyningsnet*.

1.1.19 P_{lt}

P_{lt} er betegnelsen for langtids-*flickeremissionen* fra et anlæg. P_{lt} står for "long term" og er evalueret over en periode på to timer. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 20].

1.1.20 P_{min}

P_{min} er betegnelsen for nedre grænse for aktiv effektregulering.

1.1.21 P_{nl}

P_{nl} angiver *nominel effekt leveret*, som *batterianlægget* er konstrueret til at kunne levere til det *kollektive elforsyningsnet* kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen. Nærmere definition i afsnit 1.2.29.

1.1.22 P_{no}

P_{no} angiver den *nominelle effekt optaget*, som *batterianlægget* er konstrueret til at kunne optage fra det *kollektive elforsyningsnet* kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen. Nærmere definition i afsnit 1.2.30.

1.1.23 P_{optage}

P_{optage} er betegnelsen for det aktuelle niveau og retning af aktiv effekt som på et givent tidspunkt optages af et *batterianlæg* fra det *kollektive elforsyningsnet*.

1.1.24 P_{st}

P_{st} er betegnelsen for korttids-*flickeremissionen* fra et anlæg. P_{st} står for "short term" og er evalueret over en periode på 10 minutter. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 20].

1.1.25 PCC

Point of Common Coupling. *Leveringspunktet (PCC)*. Nærmere definition i afsnit 1.2.27.

1.1.26 PCI

Point of Connection in Installation. *PCet (PCI)* er det sted i installationen, hvor *batterianlægget* er tilsluttet, og hvor der er tilsluttet forbrug. Nærmere definition i afsnit 1.2.21.

1.1.27 PCOM

Point of Communication. *Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM)* er nærmere defineret i afsnit 1.2.23.

1.1.28 PF

Power Factor. *Effektfaktor (PF)*. Nærmere definition i afsnit 1.2.9.

1.1.29 PGC

Point of Generator Connection. *Generatortilslutningspunktet (PGC)* er det punkt, som leverandøren af et *batterianlæg* definerer som *batterianlæggets* terminaler. Nærmere definition i afsnit 1.2.17.

1.1.30 POC

Point of Connection. *Nettilslutningspunktet (POC)* er nærmere defineret i afsnit 1.2.28.

1.1.31 P/P_n

P/P_n er det normaliserede forhold for nominel effekt. P_n kan være hhv. P_{no} eller P_{nl} .

1.1.32 PWHD

Partial Weighted Harmonic Distortion. Partielt vægtede *harmoniske forstyrrelser (PWHD)*. Nærmere definition i afsnit 1.2.37.

1.1.33 Q_{max}

Q_{max} er betegnelsen for den maksimale reaktive effekt, som et *batterianlæg* kan levere.

1.1.34 Q_{min}

Q_{min} er betegnelsen for den minimale reaktive effekt, som et *batterianlæg* kan optage.

1.1.35 Q_{nl}

Q_{nl} er betegnelsen for den nominelle reaktive *effektlevering* for et *batterianlæg*, som *batterianlægget* er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen.

1.1.36 Q_{no}

Q_{no} er betegnelsen for det nominelle reaktive *effektøptag* for et *batterianlæg*, som *batterianlægget* er godkendt til at optage kontinuert i *leveringspunktet* under normale driftsforhold.

1.1.37 S_k

S_k er betegnelsen for *kortslutningseffekt*. Nærmere definition i afsnit 1.2.24.

1.1.38 S_n

S_n er betegnelsen for den nominelle *tilsyneladende effekt* for et *batterianlæg*.
Nærmere definition i afsnit 1.2.32.

1.1.39 SCR

Short Circuit Ratio. Forkortelsen for *kortslutningsforholdet* i *nettilslutningspunktet*.

1.1.40 THD

Total Harmonic Distortion. Betegnelsen for den totale *harmoniske forstyrrelse*.
Nærmere definition i afsnit 1.2.46.

1.1.41 U_c

U_c er betegnelsen for *normal driftsspænding*. Nærmere definition i afsnit 1.2.34.

1.1.42 U_h

U_h er betegnelsen for summen af de harmoniske spændinger.

1.1.43 U_{max}

U_{max} er betegnelsen for den maksimale værdi af den *nominelle spænding*, U_n , som et *batterianlæg* kan blive udsat for.

1.1.44 U_{min}

U_{min} er betegnelsen for den minimale værdi af den *nominelle spænding*, U_n , som et *batterianlæg* kan blive udsat for.

1.1.45 U_n

U_n er betegnelsen for *nominel spænding*. Spændingen måles som fase til fase.
Nærmere definition i afsnit 1.2.33.

1.1.46 U_{PGC}

U_{PGC} er betegnelsen for spændingen målt på *batterianlæggets* terminaler. Nærmere definition i afsnit 1.2.17.

1.1.47 U_{POC}

U_{POC} er betegnelsen for *normal driftsspænding* i *POC*. Nærmere definition i afsnit 1.2.28.

1.1.48 U_x

U_x , hvor x angiver relæopsætning for underspænding trin 1 (<) eller 2 (<<) samt overspænding trin 1 (>), 2 (>>) eller 3(>>>). Nærmere beskrivelse i afsnit 6.

1.1.49 UTC

UTC er forkortelsen for *Coordinated Universal Time (Universal Time, Coordinated)*. På dansk bruges også betegnelsen *universel tid* eller *verdenstid*.

1.2 Definitioner

I dette afsnit er anført de definitioner, der benyttes i dokumentet. Flere af definitionerne har udgangspunkt i IEC 60050-415:1999 [ref. 16], men er modificeret til formålet.

1.2.1 Absolut-effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt til et maksimalt niveau angives med et setpunkt. Setpunktreguleringens +/- tolerance benævnes *absolut-effektbegrænser*.

Nærmere beskrivelse i afsnit 5.2.3.1.

1.2.2 Anlægsejer

Anlægsejer er den, der juridisk ejer *batterianlægget*. I visse sammenhænge anvendes termen selskab i stedet for *anlægsejer*. *Anlægsejer* kan overdrage det driftsmæssige ansvar til en *anlægsoperatør*.

1.2.3 Anlægsinfrastruktur

Anlægsinfrastruktur er den elektriske infrastruktur, der forbinder *generatortilslutningspunktet (PGC)* på de enkelte *batterianlæg* i et anlæg og *nettilslutningspunktet (POC)*.

1.2.4 Anlægskategori

Anlægskategorier i forhold til den samlede *nominelle effekt* i *nettilslutningspunktet*:

- A1. *Batterianlæg* til og med 11 kW
- A2. *Batterianlæg* over 11 kW og til og med 50 kW
- B. *Batterianlæg* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Batterianlæg* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Batterianlæg* over 25 MW eller tilsluttet over 100 kV

1.2.5 Anlægsoperatør

Anlægsoperatør er den virksomhed, der har det driftsmæssige ansvar for *batterianlægget* via ejerskab eller kontraktmæssige forpligtelser.

1.2.6 Batterianlæg

Et *batterianlæg* er et anlæg der kan lagre og levere elektrisk energi på en eller flere af følgende måder:

1. optage elektrisk energi fra det *kollektive elforsyningsnet* og, på et givet tidspunkt, levere det tilbage i *nettilslutningspunktet*
2. optage elektrisk energi fra det *kollektive elforsyningsnet* og, på et givet tidspunkt, levere elektrisk energi tilbage internt i installationen, dvs. uden at levere elektrisk energi tilbage i *nettilslutningspunktet*
3. optage elektrisk energi direkte produceret i installationen (VE produktion), dvs. ikke at optage elektrisk energi fra det *kollektive elforsyningsnet*, og, på et givet tidspunkt, levere elektrisk energi internt i installationen, dvs. uden at levere elektrisk energi i *nettilslutningspunktet*

4. optage energi direkte produceret i installationen (VE produktion), dvs. uden at optage elektrisk energi fra det *kollektive elforsyningsnet*, og, på et givet tidspunkt, levere elektrisk energi i *nettilslutningspunktet*

Definitionen *batterianlæg* dækker både over permanent og temporært tilsluttede *batterianlæg*, herunder fx V2G elbillader. Et *batterianlæg* kan bestå af flere separate invertere og batterier.

De *nominelle effekter* for et *batterianlæg*, når det henholdsvis optager energi (P_{no}) fra, eller leverer energi (P_{ni}) tilbage til det *kollektive elforsyningsnet*, eller internt i installationen, kan være forskellige.

UPS-anlæg (nødstrømsforsyningsanlæg med batterier) er ikke defineret som et *batterianlæg* og er derfor ikke omfattet af denne tekniske forskrift, da dette anlægs funktion er at opretholde energiforsyning lokalt i en installation, eller en del af en installation, når det kollektive elforsyningsnet er udsat for forstyrrelser eller fejl.

Note 1: Den tekniske forskrift tager ikke stilling til, om ovennævnte konfigurationer strider mod tilskudsordninger.

1.2.7 Batterianlægsregulator

En *batterianlægsregulator* er en samling af regulerings- og styringsfunktioner, der gør det muligt at regulere og styre flere enheder som ét *batterianlæg* i *nettilslutningspunktet*.

Samlingen af regulerings- og styringsfunktioner skal være en del af *batterianlægget* i kommunikationsmæssig sammenhæng. Det vil sige, at hvis kommunikationen til et *batterianlæg* afbrydes, skal *batterianlægget* kunne fortsætte driften som planlagt eller gennemføre en kontrolleret nedlukning.

1.2.8 COMTRADE

COMTRADE (Common Format for Transient Data) er et standardiseret filformat specificeret i IEEE C37.111-2013 [ref. 31]. Formatet er designet til udveksling af information omkring transiente fænomener i forbindelse med fejl og koblinger i elsystemer.

Standarden inkluderer beskrivelse af de krævede filtyper samt kilderne til transiente data så som beskyttelsesrelæer, fejlskrivere og simuleringsprogrammer. I standarden er desuden defineret sample rates, filtre og konvertering af transiente data, som skal udveksles.

1.2.9 Effektfaktor (PF)

Effektfaktoren, cosinus φ , for vekselspændingssystemer angiver forholdet imellem den aktive effekt P og den tilsyneladende effekt S , hvor $P = S \cdot \cosinus \varphi$. Tilsvarende er den reaktive effekt $Q = S \cdot \sinus \varphi$. Vinklen imellem strøm og spænding betegnes med φ .

1.2.10 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en regulering af den reaktive effekt proportionalt med den producerede aktive effekt. Nærmere beskrivelse i afsnit 5.3.2.

1.2.11 Elforsyningsvirksomhed

Elforsyningsvirksomheden er den virksomhed, i hvis net et *batterianlæg* er tilsluttet elektrisk. Ansvarsforholdene i det *kollektive elforsyningsnet* er opdelt på flere netvirksomheder og én transmissionsvirksomhed.

Netvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det *kollektive elforsyningsnet på højst* 100 kV.

Transmissionsvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det *kollektive elforsyningsnet over* 100 kV.

1.2.12 Flicker

Flicker er en visuel opfattelse af flimren i lyset forårsaget af *spændingsfluktuationer*. *Flicker* optræder, hvis lysets luminans eller spektralfordeling fluktuerer med tiden. Ved et vist niveau bliver *flicker* irriterende for øjet.

Flicker måles som beskrevet i IEC 61000-4-15 [ref. 9].

1.2.13 Frekvensregulering

Frekvensregulering er regulering af aktiv effekt med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.2.

Note 2: Følgende relaterede termer anvendes også:

FSM, Frequency sensitive mode:

FSM er *frekvensregulerings*tilstand, som er en driftsmæssig indstilling, i hvilken et *batterianlæg* regulerer den aktive effekt på en sådan måde, at det er med til at stabilisere grundfrekvensen.

FSM båndet:

Regulerbåndet hvori der kan udføres *frekvensregulering*. *Frekvensregulerings*-funktionen har til formål at regulere den aktive effekt ved netfrekvenser mellem f_1 og f_2 som illustreret i Figur 11.

1.2.14 Frekvensrespons

Frekvensrespons er en automatisk nedregulering af aktiv effekt som funktion af netfrekvensen over en bestemt frekvens f_2 med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

Note 3: Følgende relaterede termer anvendes også:

LFSM-O, Limited frequency sensitive mode – overfrequency:

Den driftsmæssige indstilling i hvilken et *batterianlæg* nedregulerer den aktive effekt, såfremt systemfrekvensen overstiger en bestemt værdi.

LFSM-U, Limited frequency sensitive mode – underfrequency:

Den driftsmæssige indstilling i hvilken et *batterianlæg* opregulerer den aktive effekt, såfremt systemfrekvensen falder under en bestemt værdi.

1.2.15 Frekvensændringen som funktion af tiden

df/dt er betegnelsen for frekvensændringen som funktion af tiden.

Note 4: Frekvensændringen, df/dt , beregnes efter nedenstående eller ækvivalent princip. Frekvensmålingen anvendt til beregning af frekvensændringen er baseret på en 80 – 100 ms måleperiode, hvor middelværdien beregnes. Frekvensmålingerne skal foregå løbende så der beregnes en ny værdi for hver 20 ms.

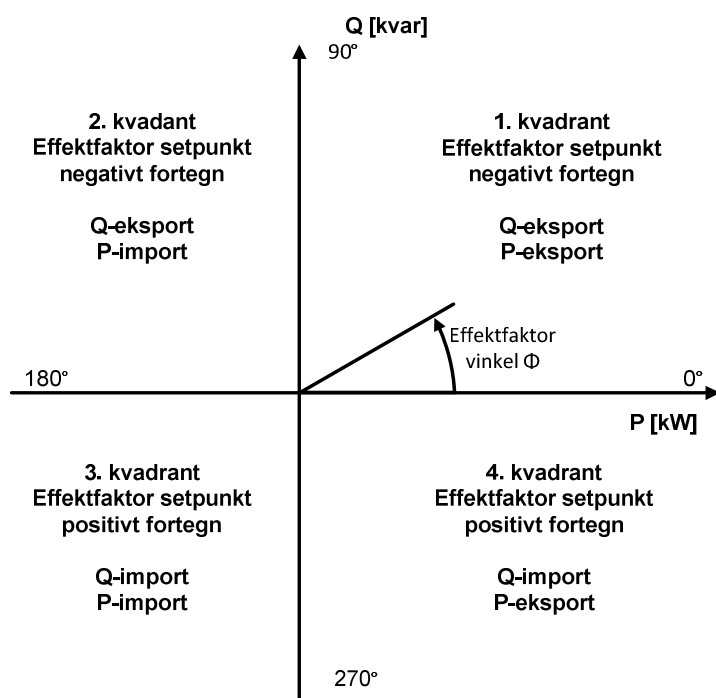
df/dt skal beregnes som forskellen mellem den netop udførte middelværdi-frekvensberegning og den middelværdi-frekvensberegning der blev foretaget for 20 ms siden.

Note 5: df/dt -funktionen benyttes blandt andet ved decentrale produktionsanlæg til detektering af \emptyset -driftssituation, hvor \emptyset -drift opstår uden forudgående spændingsdyk.

1.2.16 Generatorkonvention

Fortegn for aktiv/reaktiv effekt angiver effektretning set fra generatoren. Forbrug/import af aktiv/reaktiv effekt angives med negativt fortegn, mens produktion/eksport af aktiv/reaktiv effekt angives med positivt fortegn.

Fortegnet for *effekt faktorens* setpunkt anvendes til at styre, om der skal reguleres i 1. eller 4. kvadrant. For *effekt faktor*-setpunkter er der således tale om en kombination af to informationer i et enkelt signal: Setpunktsværdi og valg af reguleringskvadrant.



Figur 1 Definition af fortegn for aktiv og reaktiv effekt samt effekt faktor-setpunkter [ref. 14 og 15].

1.2.17 Generatortilslutningspunkt (PGC)

Generatortilslutningspunktet (PGC) er det sted i anlægsinfrastrukturen, hvor terminalerne/generatorklemmerne for *batterianlægget* er placeret. *Generatortil-*

slutningspunktet er det sted, som fabrikanten af *batterianlægget* definerer som *batterianlæggets* terminaler.

1.2.18 Gradient-effektbegrænsere

Intervalregulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt maksimal stigning/reduktion (gradient) af den aktive effekt benævnes *gradient-effektbegrænsere*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.3.2.

1.2.19 Harmoniske forstyrrelser

Harmoniske forstyrrelser er defineret som elektriske forstyrrelser forårsaget af overharmoniske strømme og spændinger. *Harmoniske forstyrrelser* benævnes også *overtoner*, *overharmoniske toner*, *overharmonisk forvrængning* eller blot *harmoniske*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 4.6.

1.2.20 Hurtige spændingsændringer

Hurtig spændingsændring er defineret som enkeltstående spændingsdyk (RMS) af kort varighed. *Hurtige spændingsændringer* udtrykkes som en procentdel af *normal driftsspænding*.

1.2.21 Installationstilslutningspunkt (PCI)

Installationstilslutningspunktet (PCI) er det punkt i installationen, hvor *batterianlægget* i installationen er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 for den typiske placering.

1.2.22 Kollektivt elforsyningsnet

Transmissions- og distributionsnet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at transportere elektricitet for en ubestemt kreds af elleverandører og elforbrugere.

Distributionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* på **højst** 100 kV.

Transmissionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* **over** 100 kV.

1.2.23 Kommunikationstilslutningspunkt (PCOM)

Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM) er det sted i et *batterianlæg*, hvor datakommunikationsegenskaberne, specificeret i afsnit 7, skal stilles til rådighed og verificeres.

1.2.24 Kortslutningseffekt (S_k)

Kortslutningseffekten (S_k) er størrelsen af den effekt [VA], som *den kollektive elforsyning* kan levere i *nettilslutningspunktet* ved en kortslutning af *batterianlæggets* terminaler.

1.2.25 Kortslutningsforhold (SCR)

Kortslutningsforholdet (SCR) er forholdet mellem *kortslutningseffekten* i *nettilslutningspunktet* S_k og *batterianlæggets nominelle tilsyneladende effekt* S_n .

1.2.26 Kortslutningsstrøm (I_k)

Kortslutningsstrømmen (I_k) er størrelsen af den strøm [kA], som batterianlægget kan levere i nettilslutningspunktet ved en kortslutning af batterianlæggets terminaler.

1.2.27 Leveringspunkt (PCC)

Leveringspunktet (PCC) er det punkt i det kollektive elforsyningsnet, hvor forbrugere er eller kan blive tilsluttet.

Elektrisk set kan *leveringspunkt* og *nettilslutningspunkt* være sammenfaldende. *Leveringspunktet (PCC) er altid placeret tættest på det kollektive elforsyningsnet, se Figur 2 og Figur 3.*

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *leveringspunktet*.

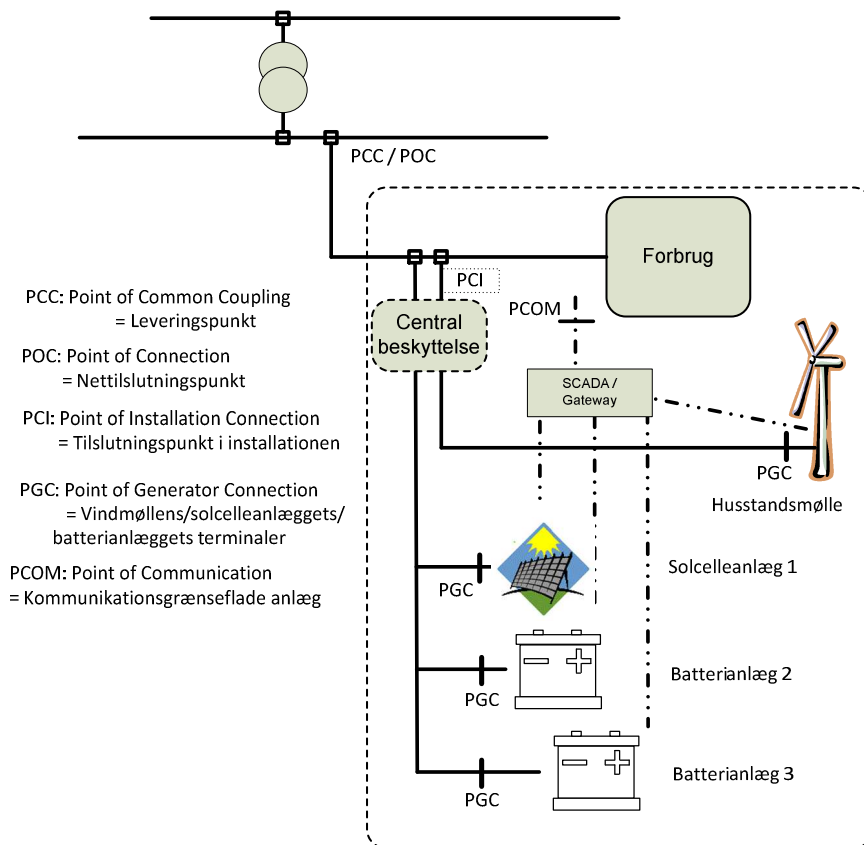
1.2.28 Nettilslutningspunkt (POC)

Nettilslutningspunktet (POC) er det punkt i det kollektive elforsyningsnet, hvor batterianlægget er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

Alle krav specificeret i denne forskrift er gældende i *nettilslutningspunktet*.

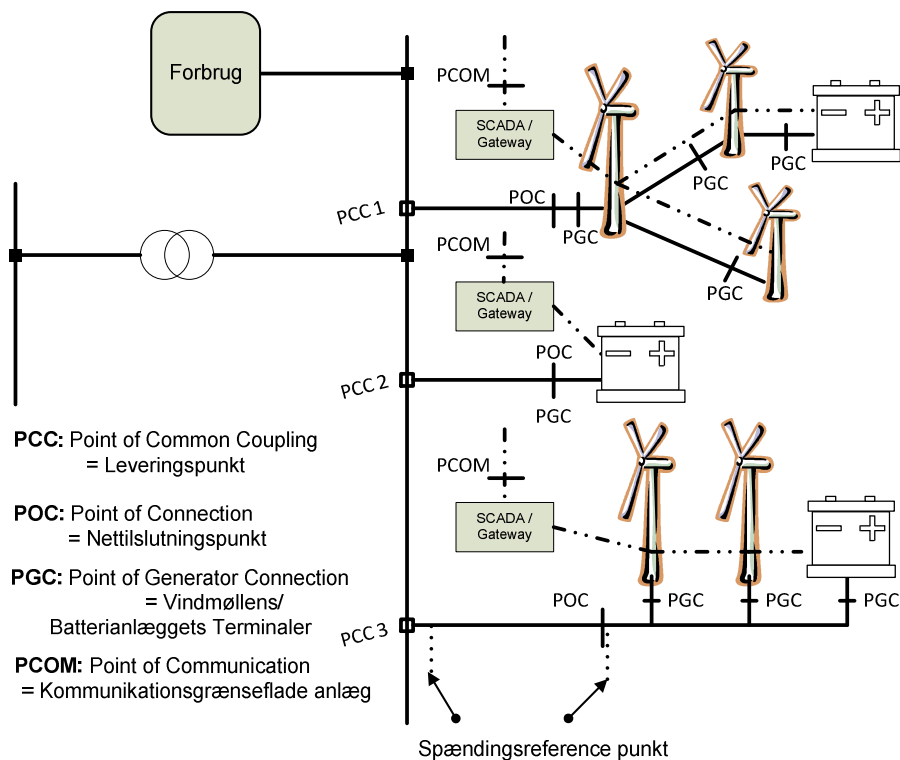
Reaktiv kompensering ved tomgang kan efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden* placeres et andet sted i det *kollektive elforsyningsnet*. Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *nettilslutningspunktet*.

I Figur 2 er vist en typisk installationstilslutning af en eller flere *batterianlæg* med angivelse af, hvor *generatortilslutningspunktet (PGC)*, *nettilslutningspunktet (POC)*, *nettilslutningspunktet i installationen (PCI)* og *leveringspunktet (PCC)* typisk er placeret. I den viste situation er *leveringspunktet (PCC)* sammenfaldende med *nettilslutningspunktet (POC)*.



Figur 2 Eksempel på installationstilslutning af anlæg.

I Figur 3 er vist en typisk nettilslutning af flere anlæg med angivelser af, hvor *generatortilslutningspunktet (PGC)*, *nettilslutningspunktet (POC)*, *leveringspunktet (PCC)* og *spændingsreferencepunktet* kan være placeret. *Spændingsreferencepunktet* er enten i *nettilslutningspunktet (POC)*, i *leveringspunktet (PCC)* eller et punkt imellem.



Figur 3 Eksempel på nettilslutning af anlæg.

1.2.29 Nominel effektlevering for et batterianlæg (P_{nl})

Nominel effektlevering (P_{nl}) for et *batterianlæg* er den største aktive effekt som *batterianlægget* er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen.

1.2.30 Nominelt effektoptag for et batterianlæg (P_{no})

Nominelt effektoptag (P_{no}) for et *batterianlæg* er den største aktive effekt som *batterianlægget* er konstrueret til at optage kontinuert i *leveringspunktet* under normale driftsforhold.

1.2.31 Nominel strøm (I_n)

Nominel strøm (I_n) defineres som den maksimale kontinuerte strøm som et *batterianlæg* er konstrueret til at levere under normale driftsforhold.

1.2.32 Nominelværdien for den tilsyneladende effekt (S_n)

Nominelværdien for den tilsyneladende effekt (S_n) er den største effekt, bestående af både den aktive og reaktive komponent, som *batterianlægget* er konstrueret til at kunne levere kontinuert.

1.2.33 Nominel spænding (U_n)

Nominel spænding (U_n) er den spænding ved *POC*, hvorved et net benævnes, og hvortil driftsstørrelser henføres

De internationalt standardiserede spændingsniveauer er angivet i Tabel 1.

1.2.34 Normal driftsspænding (U_c)

Normal driftsspænding angiver det spændingsområde, hvor *batterianlægget* kontinuert skal kunne levere den angivne *nominelle effekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2. *Normal driftsspænding* fastlægges af *elforsyningsvirksomheden*

1.2.35 Normalt driftsområde

Normalt driftsområde angiver det spændings-/frekvensområde, hvor et *batterianlæg* kontinuert skal kunne opretholde drift i forhold til den angivne nominelle effekt, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2.

1.2.36 Opsamlingsnet

Opsamlingsnettet er den del af det *kollektive elforsyningsnet*, der forbinder *POC* og *PCC*.

1.2.37 Partial Weighted Harmonic Distortion (PWHD)

De *partielt vægtede harmoniske forstyrrelser (PWHD)* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (RMS) af strømmen I_h eller spændingen U_h for den h 'te harmoniske af en udvalgt gruppe af højere harmoniske (h : 14.–40. harmoniske) og effektivværdien (RMS) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *PWHD* er følgende:

$$PWHD = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{X_h}{X_1}\right)^2}$$

nærmere specifikation, se IEC 61000-3-12 [ref. 22],

hvor:

X repræsenterer enten strøm eller spænding

X_1 er RMS-værdien af den fundamentale komponent

h er den harmoniske orden

X_h er RMS-værdien af den harmoniske komponent af orden h .

1.2.38 Positivliste

For at effektivisere processen for godkendelse af nettilslutning af *batterianlæg* i kategori A1 og A2 kan der være etableret en såkaldt *positivliste* for *batterianlæg*.

1.2.39 Q-regulering

Q-regulering er en regulering af den reaktive effekt uafhængigt af den producerede aktive effekt.

1.2.40 Sammenhængende elforsyningssystem

De *kollektive elforsyningsnet* med tilhørende anlæg i et større område, som er indbyrdes forbundet med henblik på fælles drift, benævnes som et *sammenhængende elforsyningssystem*.

1.2.41 Spændingsfluktuation

En *spændingsfluktuation* er en serie af *hurtige spændingsændringer* eller en periodisk variation af spændingens effektivværdi (RMS).

1.2.42 Spændingsreferencepunkt

Målepunkt, som anvendes til *spændingsregulering*. *Spændingsreferencepunktet* er enten i *nettilslutningspunktet*, i *leveringspunktet* eller et punkt imellem. *Spændingsreferencepunktet* defineres af *elforsyningsvirksomheden*.

1.2.43 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en regulering af den reaktive effekt med den konfigurerede *statik* med det formål at opnå den ønskede spænding i *spændingsreferencepunktet*.

1.2.44 Statik

Statik er forløbet af en kurve, som en regulering skal følge.

1.2.45 Systemansvarlig virksomhed

Virksomhed, der har det overordnede ansvar for at opretholde forsyningsikkerhed og en effektiv udnyttelse af et *sammenhængende elforsyningssystem*.

1.2.46 Total Harmonic Distortion (THD)

Den *totale harmoniske forstyrrelse* (THD) er defineret som forholdet imellem effektivværdien (RMS) af strømmen I_h eller spændingen U_h for den h'te (for h: 2–40) harmoniske og effektivværdien (RMS) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *THD* er følgende:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{X_h}{X_1} \right)^2} \quad \text{nærmere specifikation, se IEC 61000-3-16 [ref.19],}$$

hvor:

X repræsenterer enten strøm eller spænding

X_1 er RMS-værdien af den fundamentale komponent

h er den harmoniske orden

X_h er RMS-værdien af den harmoniske komponent af orden h

H er generelt 40 eller 50, afhængigt af anvendelsen.

2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser

2.1 Formål

Formålet med den tekniske forskrift TF 3.3.1 er at fastlægge de tekniske og funktionelle minimumskrav, som et *batterianlæg* skal overholde i *nettilslutningspunktet*, når *batterianlægget* er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*.

Desuden skal *batterianlæg* registreres med stamdata, således at data og erfaring omkring påvirkning af det *kollektive elforsyningsnet* kan indsamles og anvendes til udvikling af *batterianlægget* og det *kollektive elforsyningsnet*.

Forskriften er udstedt i medfør af § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4, i bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen). Forskriften er, jf. § 7, stk. 1 i systemansvarsbekendtgørelsen, udarbejdet efter drøftelser med aktører samt netvirksomheder og har været i offentlig høring inden anmeldelse til Energitilsynet.

Forskriften har gyldighed inden for rammerne af elforsyningsloven, jf. lovbe- kendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 med senere ændringer.

Et *batterianlæg* skal overholde dansk lovgivning, herunder Stærkstrømsbe- kendtgørelsen [ref. 4], [ref. 5], Fællesregulativet [ref. 3], Maskindirektivet [ref. 6], [ref. 7], samt nettilslutnings- og netbenyttelsesaftalen.

For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning, anvendes CENELEC- normer (EN), IEC-standarder og CENELEC- eller IEC-tekniske specifikationer.

2.2 Anvendelsesområde

Et *batterianlæg*, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, skal i hele *batterianlæggets* levetid opfylde bestemmelserne i forskriften.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i følgende kategorier i forhold til den samlede *nominelle effekt* i *nettilslutningspunktet*:

- A1. *Batterianlæg* til og med 11 kW
- A2. *Batterianlæg* over 11 kW og til og med 50 kW
- B. *Batterianlæg* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Batterianlæg* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Batterianlæg* over 25 MW eller tilsluttet over 100 kV

2.2.1 Nye batterianlæg

Forskriften gælder for alle *batterianlæg*, som er tilsluttet det *kollektive elforsy- ningsnet* og er idriftsat fra og med godkendelsesdatoen for denne forskrift.

2.2.2 Eksisterende batterianlæg

Et *anlæg*, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* før ikrafttrædelsesda- toen for denne forskrift, skal overholde forskriften, der var gældende på idrift- sættelsestidspunktet.

2.2.3 Ændringer på eksisterende batterianlæg

Et eksisterende *batterianlæg*, hvor der foretages væsentlige funktionelle ændringer, skal overholde de bestemmelser i denne forskrift, som vedrører ændringerne.

En væsentlig ændring er udskiftning af en eller flere vitale *anlægsdele*, der kan ændre *batterianlæggets* egenskaber.

I tvivlstilfælde afgør den *systemansvarlige virksomhed*, om der er tale om en væsentlig ændring.

Dokumentationen, beskrevet i afsnit 8, skal opdateres og fremsendes i en udgave, hvor ændringerne er vist ved benyttelse af bilag 1.

2.3 Afgrænsning

Denne tekniske forskrift er en del af det samlede sæt af tekniske forskrifter fra den *systemansvarlige virksomhed*, Energinet.dk.

De tekniske forskrifter indeholder tekniske minimumskrav vedrørende tilslutning til det *kollektive elforsyningsnet*, der gælder for *anlægsejer*, *anlægsoperatør* og *elforsyningsvirksomhed*.

De tekniske forskrifter, herunder systemdriftsforskrifterne, udgør sammen med markedsforskrifterne de krav, som *anlægsejer*, *anlægsoperatør* og *elforsyningsvirksomhed* skal opfylde ved drift af anlæg:

- Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måledata til systemdriftsformål" [ref. 10]
- Teknisk forskrift TF 5.9.1 "Systemtjenester" [ref. 11]
- Forskrift D1 "Afregningsmåling og afregningsgrundlag" [ref. 12]
- Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 13]
- Teknisk forskrift TF 3.3.1 "Teknisk forskrift for nettilslutning af *batterianlæg* større end 11 kW".

I tilfælde af uoverensstemmelse imellem kravene i de enkelte forskrifter er det den *systemansvarlige virksomhed*, der afgør, hvilke krav der er gældende.

Gældende udgaver af ovennævnte dokumenter er tilgængelige på Energinet.dk's hjemmeside www.energinet.dk.

De driftsmæssige forhold aftales mellem *anlægsejer* og *elforsyningsvirksomheden*.

Eventuel levering af systemydelser aftales mellem *anlægsejer* og den *produktionsbalanceansvarlige*.

Forskriften indeholder ikke økonomiske aspekter forbundet med anvendelsen af reguleringsegenskaber eller afregningsmåling eller tekniske krav til afregningsmåling.

Det er *anlægsejers* ansvar at sikre *batterianlægget* mod eventuelle skadepåvirkninger som følge af manglende forsyning fra det *kollektive elforsyningsnet* i kortere eller længere perioder.

2.3.1 Undtagelse fra minimumskrav

Følgende funktionalitet er undtaget fra minimumskrav

Kravet omkring systemværn er ikke inkluderet som et minimumskrav for opnåelse af nettilslutning. Se nærmere afsnit 5.4

2.4 Hjemmel

Forskriften er udstedt med hjemmel i:

- Lovbekendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 om lov om elforsyning § 26, stk. 1.
- Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen), § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4.

2.5 Ikrafttræden

Denne forskrift træder i kraft **23. juni 2017**.

Ønsker om yderligere oplysninger og spørgsmål til denne tekniske forskrift rettes til Energinet.dk. Kontaktoplysninger findes på <https://www.energinet.dk/EI/Rammer-og-regler/Forskrifter-For-Nettilslutning>

Forskriften er anmeldt til Energitilsynet efter reglerne i elforsyningslovens § 26 og systemansvarsbekendtgørelsens § 7.

Af hensyn til *batterianlæg*, som er endeligt ordret ved bindende skriftlig ordre inden forskriften er anmeldt til Energitilsynet, men som er planlagt idriftsat efter at denne forskrift træder i kraft, kan der søges en dispensation i henhold til afsnit 2.9, hvor relevant dokumentation vedlægges.

2.6 Klage

Klage over forskriften kan indbringes for Energitilsynet, www.energitilsynet.dk.

Klager over den *systemansvarlige virksomheds* forvaltning af bestemmelserne i forskriften kan ligeledes indbringes for Energitilsynet.

Klager over den enkelte *elforsyningsvirksomheds* administration af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for den *systemansvarlige virksomhed*.

2.7 Misligholdelse

Det påhviler *anlægsejer* at sikre, at bestemmelserne i denne forskrift overholdes i hele *batterianlæggets* levetid.

Der skal løbende udføres vedligeholdelse af *batterianlægget* for at sikre overholdelse af bestemmelserne i denne forskrift.

Omkostninger i forbindelse med at overholde bestemmelserne i denne forskrift påhviler *anlægsejer*.

2.8 Sanktioner

Hvis et *batterianlæg* ikke opfylder bestemmelserne som er anført i afsnit 3 og fremefter i denne forskrift, er *elforsyningsvirksomheden* berettiget til i yderste

konsekvens at foranstalte afbrydelse af den elektriske forbindelse til *batterianlægget*, indtil bestemmelserne er opfyldt.

2.9 Dispensation og uforudsete forhold

Den *systemansvarlige virksomhed* kan give dispensation for specifikke bestemmelser i denne forskrift.

For at der kan ydes dispensation:

- skal der være tale om særlige forhold, fx af lokal karakter
- må afvigelsen ikke give anledning til en nævneværdig forringelse af den tekniske kvalitet og balance af det *kollektive elforsyningsnet*
- må afvigelsen ikke være uhensigtsmæssig ud fra en samfundsøkonomisk betragtning

eller

- skal *batterianlægget* være ordret inden forskriften er anmeldt til Energitilsynet, jf. afsnit 2.6.

Dispensation skal ske efter skriftlig ansøgning til *elforsyningsvirksomheden* med angivelse af, hvilke bestemmelser dispensationen vedrører, samt begrundelse for dispensationen.

Elforsyningsvirksomheden har ret til at kommentere ansøgningen, inden den sendes til den *systemansvarlige virksomhed*.

Hvis der opstår forhold, som ikke er forudset i denne tekniske forskrift, skal den *systemansvarlige virksomhed* konsultere de berørte parter med henblik på at opnå en aftale om, hvad der skal gøres.

Hvis der ikke kan opnås en aftale, skal den *systemansvarlige virksomhed* beslutte, hvad der skal gøres.

Beslutningen skal træffes ud fra, hvad der er rimeligt, og der skal - når det er muligt - tages højde for synspunkterne fra de berørte parter.

Den *systemansvarlige virksomheds* afgørelse kan indklages for Energitilsynet, jf. afsnit 2.6.

2.10 Referencer

De nævnte Internationale Standarder (IS), Europæiske Normer (EN), Tekniske Rapporter (TR) samt Tekniske Specifikationer (TS) skal kun anvendes inden for de emner, der er nævnt i forbindelse med referencerne i denne forskrift.

2.10.1 Normative referencer

1. **DS/EN 50160:2010:** Karakteristika for spændingen i offentlige elektricitetsforsyningsnet.
DS/EN 50160/Corr.:Dec 2011
DS/EN 50160:2010/A1:2015
2. **DS/EN 60038:2011:** CENELEC Standardspændinger.
3. **Fællesregulativet 2014:** Tilslutning af elektriske installationer og brugsgenstande.
4. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 6:** Elektriske installationer, 2003.
5. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 2:** Udførelse af elforsyningsanlæg, 2003.
6. **DS/EN 60204-1:2006:** Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner.
DS/EN 60204-1/Corr.:2010
7. **DS/EN 60204-11:2002:** Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner-Del 11: Bestemmelser for HV-maskiner for spændinger over 1000 V a.c. eller 1500 V d.c. og som ikke overstiger 36 kV.
8. **IEC-60870-5-104:2006:** Telecontrol equipment and systems, part 5-104.
9. **IEC 61000-4-15:2010:** Testing and measurement techniques–Section 15: Flicker metre–Functional and design specifications.
10. **Teknisk Forskrift TF 5.8.1:** Måledata til systemdriftsformål, 28. juni 2011, version 3, dokument nr. 17792-10.
11. **Teknisk forskrift TF 5.9.1:** Systemtjenester, 6. juli 2012, version 1.1, dokument nr. 91470-11.
12. **Forskrift D1:** Afregningsmåling, marts 2016, version 4.11, dokument nr. 16/04092-1.
13. **Forskrift D2:** Tekniske krav til elmåling, maj 2007, version 1, dokument nr. 263352-06.
14. **IEC 61850 serien**
15. **IEEE 1459:2010:** Standard definitions for the measurement of electrical power quantities under sinusoidal, non-sinusoidal, balanced or unbalanced conditions.
16. **IEC 60050-415:1999:** International Electrotechnical Vocabulary.
17. **DS/EN 61000-3-2:2014:** Grænseværdier – Grænseværdier for udsendelse af harmoniske strømme (udstyrets strømforbrug op til og inklusive 16 A per fase).
18. **DS/EN 61000-3-3:2013** Grænseværdier – Begrænsning af *spændingsfluktuationer* og flimrer i den offentlige lavspændingsforsyning, fra udstyr, der har en mærkestrøm ≤ 16 A per fase, og som ikke er underlagt regler om betinget tilslutning.
19. **IEC/TR 61000-3-6:2008:** EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
20. **IEC/TR 61000-3-7:2008:** EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
21. **DS/EN 61000-3-11:2001:** Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC): Begrænsning af spændingsændringer, spændingsudsving og flimren i offentlige lavspændingsfordelingsanlæg – Udstyr med en mærkestrøm til og med 75 A, som tilsluttes på betingede vilkår.

22. **DS/EN 61000-3-12:2012**: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase.
23. **IEC/TR 61000-3-13:2008**: Electromagnetic compatibility (EMC): Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems.
24. **IEC/TR 61000-3-14:2011**: Electromagnetic compatibility (EMC): Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems.
25. **IEC/TR 61000-3-15 Ed. 1.0:2011**: Limits – Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network.
26. **DS/CLC/TS 50549-1:2015**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med distributionsnet – Del 1: Generatorer større end 16 A pr. fase tilsluttet lavspændingsnet.
27. **DS/CLC/TS 50549-2:2015**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med distributionsnet - Del 2: Generatorer tilsluttet mellemspændingsnet.

2.10.2 Informative referencer

28. **DEFU-rapport RA-557**: "Maksimal emission af spændingsforstyrrelser fra vindkraftværker større end 11 kW".
29. **DEFU-rekommandation nr. 16**: Spændingskvalitet i lavspændingsnet, 4. udgave, august 2011.
30. **DEFU-rekommandation nr. 21**: Spændingskvalitet i mellemspændingsnet, 3. udgave august 2011.
31. **IEEE C37.111-24:2013**: Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems.
32. **Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.2**, 27. november 2014.

3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser

Alle krav angivet i efterfølgende afsnit skal betragtes som minimumskrav.

Et *batterianlæg* skal med mindst mulig reduktion af aktiv effekt kunne modstå frekvens- og spændingsafvigelser i *nettilslutningspunktet* under normale og unormale driftsforhold.

Batterianlæg kan udføres for enfaset tilslutning, når hverken P_{no} eller P_{nl} overstiger 3,68 kW.

Batterianlægget skal udføres for trefaset tilslutning, hvis P_{no} eller P_{nl} overstiger 3,68 kW.

Elforsyningsvirksomheden har af hensyn til planlægning og netudbygning ret til at afvise nettilslutning af anlæg, som ikke er trefasede.

3.1 Fastlæggelse af spændingsniveau

De følgende krav gælder for *batterianlæg* kategori A1, A2, B, C og D.

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der fastlægger spændingsniveau for *nettilslutningspunktet for batterianlægget* inden for de angivne spændingsgrænser i Tabel 1.

Den *normale driftsspænding* kan være forskellig fra lokalitet til lokalitet, hvorfor *elforsyningsvirksomheden* skal oplyse den *normale driftsspænding* U_c , som er gældende for *nettilslutningspunktet*. For nominelle spændinger op til 1 kV er $U_c = U_n$.

Elforsyningsvirksomheden skal sikre, at den maksimale spænding, angivet i Tabel 1, aldrig overskrides.

Er det normale spændingsområde, $U_c \pm 10\%$, under den minimale spænding angivet i Tabel 1, skal kravene til produktion ved frekvens- og spændingsvariationer justeres, så man ikke overbelaster *batterianlægget*.

For spændingsniveauet 400 kV er normal-driftsspændingsområdet defineret til $U_c + 5\%$, $- 10\%$,

Betegnelse for spændingsniveauer	Nominel spænding U_n [kV]	Minimal spænding U_{min} [kV]	Maksimal spænding U_{max} [kV]
Ekstra høj spænding (EH)	400	320	420
	220	-	245
Højspænding (HV)	150	135	170
	132	119	145
	60	54,0	72,5
	50	45,0	60,0
Mellemspænding (MV)	33	30,0	36,0
	30	27,0	36,0
	20	18,0	24,0
	15	13,5	17,5
	10	9,00	12,0
Lavspænding (LV)	0,69	0,62	0,76
	0,40	0,36	0,44

Tabel 1 Definition af spændingsniveauer anvendt i denne forskrift

Maksimal (U_{max}) og minimal (U_{min}) spændingsgrænser er fastlagt med baggrund i standarderne DS/EN50160 (10 minutters middelværdier) [ref. 1] og DS/EN60038 [ref. 2].

Batterianlægget skal kortvarigt kunne tåle overskridelse af de maksimale spændinger inden for de krævede beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.2 Normale driftsforhold

De følgende krav gælder for *batterianlæg* kategori A1, A2, B, C og D.

Et *batterianlæg* skal inden for området benævnt *normalt driftsområde* kunne startes og drives kontinuert inden for de designmæssige specifikationer, kun begrænset af indstillingerne for beskyttelse, som anvist i afsnit 6, og/eller øvrige funktioner, der har indflydelse på *batterianlæggets* drift.

I *normalt driftsområde* er den typiske driftsspænding $U_c \pm 10\%$, jf. afsnit 3.2.1, og frekvensområdet er 47,00 til 52,00 Hz.

Automatisk indkobling af et *batterianlæg* må tidligst finde sted tre minutter efter, at spændingen er inden for toleranceområdet for den *normale driftsspænding*, og netfrekvensen er inden for området angivet af f_1 og f_2 .

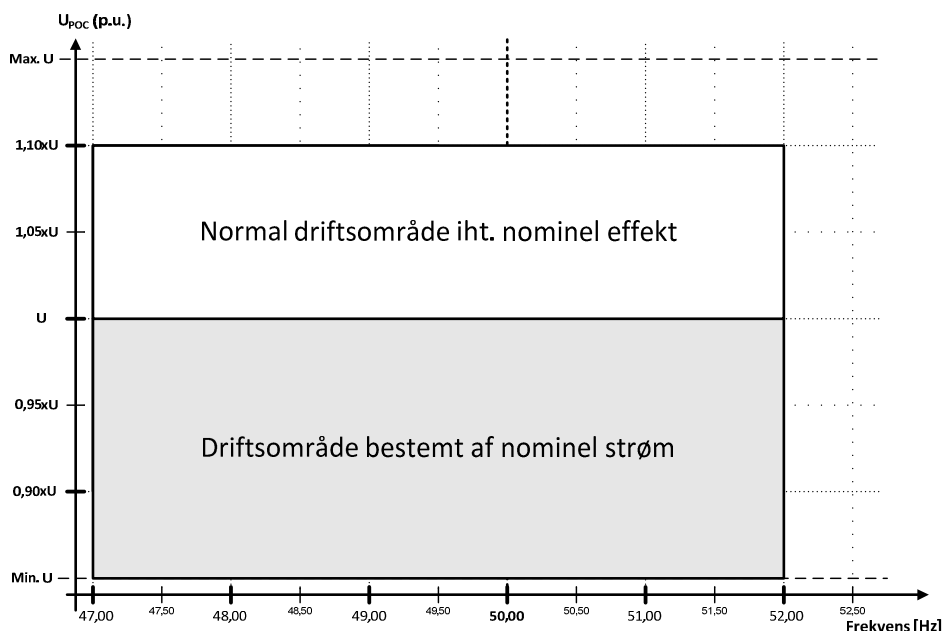
Standard FSM bånd	Dk1		Dk2	
f_x	f_1	f_2	f_1	f_2
Hz	49,80	50,20	49,90	50,10

Tabel 2 Frekvensbånd for automatisk indkobling og standard FSM bånd

Indstilling af frekvensgrænserne fastlægges af *den systemansvarlige virksomhed*.

3.2.1 Krav til normalt driftsområde

De samlede krav til *normalt driftsområde* af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsafvigelser for et *batterianlæg* i *nettilslutningspunktet* er vist i Figur 4



Figur 4 Krav til nominel effekt og nominel strøm ved frekvens- og spændingsvariationer

Batterianlægget skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* inden for de krævede indstillinger for beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.3 Unormale driftsforhold

De følgende krav gælder for *batterianlæg* kategori A1, A2, B, C og D.

Batterianlægget skal være designet til, uden afbrydelse og driftsstop, at kunne tolerere et momentant (80-100 ms) spændingsfasespring på op til 20° i *nettilslutningspunktet*.

Batterianlægget skal uden udkobling kunne tolerere transiente frekvensgradienter (df/dt) på op til $\pm 2,5$ Hz/s i *nettilslutningspunktet*.

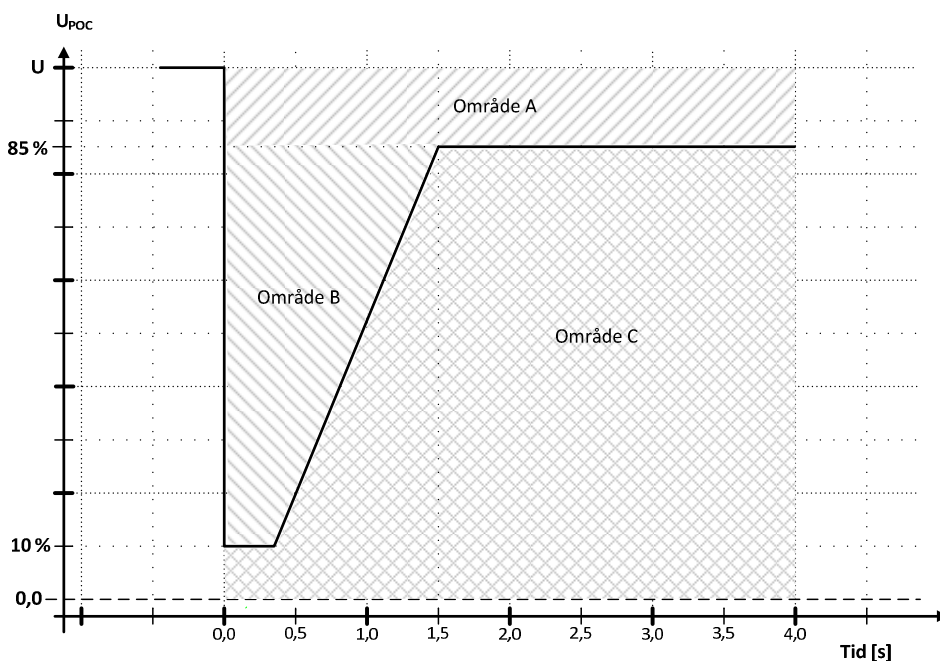
Batterianlægget skal efter et spændingsdyk kunne returnere til *normal drift* senest 5 s efter, at driftsforholdene i *nettilslutningspunktet* er tilbage i området *normalt driftsområde*.

3.3.1 Tolerance over for spændingsdyk

De følgende krav gælder for *batterianlæg* kategori C og D.

Et *batterianlæg* skal i *nettilslutningspunktet* være designet til at kunne tolerere et spændingsdyk uden udkobling, ned til 10 % af spændingen i *nettilslutnings-*

punktet over en periode på minimum 250 ms, som vist i Figur 5, og skal under fejlforløbet kunne levere en reaktiv tillægsstrøm, som angivet i Figur 6.



Figur 5 Krav til tolerance over for spændingsdyk for batterianlæg kategori C og D.

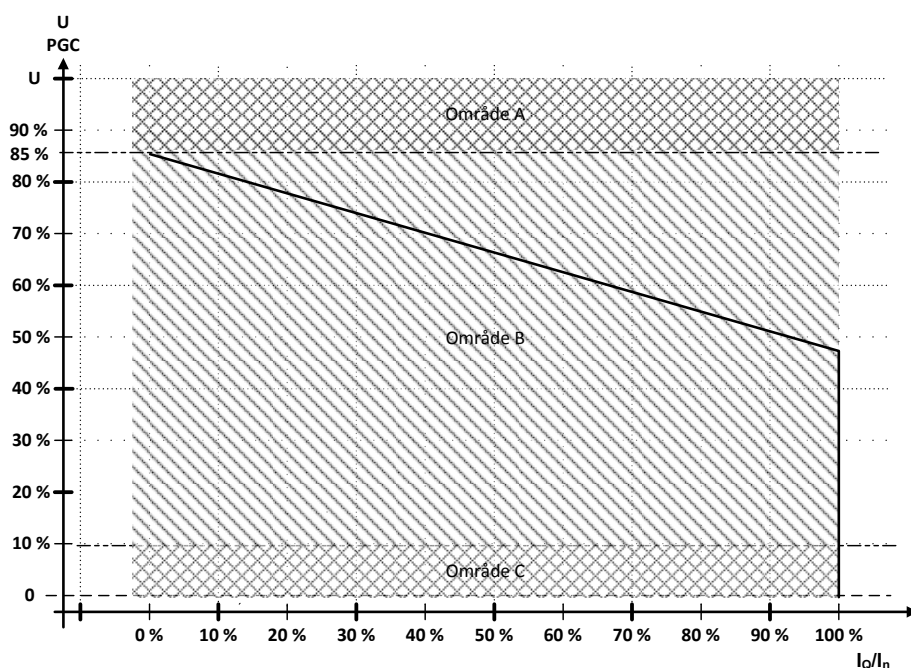
De følgende krav skal overholdes ved symmetriske såvel som usymmetriske fejl. Det vil sige, at kravene er gældende i tilfælde af fejl på tre, to eller en enkelt fase:

- Område A: *Batterianlægget* skal forblive nettilsluttet og opretholde *normaldrift*.
- Område B: *Batterianlægget* skal forblive nettilsluttet. *Batterianlægget* skal yde maksimal spændingsstøtte ved at levere en reaktiv tillægsstrøm af en kontrolleret størrelse, så *batterianlægget* bidrager til at stabilisere spændingen inden for de designmæssige rammer, som den aktuelle *batterianlægsteknologi* tilbyder, jf. Figur 5.
- Område C: Udkobling af *batterianlægget* er tilladt.

Hvis spændingen U_{POC} – i forbindelse med et fejlforløb – efter 1,5 s er tilbage i område A, så betragtes et efterfølgende spændingsdyk som en ny fejlsituation, jf. afsnit 3.3.2.

Hvis flere på hinanden følgende fejlforløb inden for område B gør, at man tidsmæssigt kommer ind i område C, så er det tilladt at udkoble.

I forbindelse med fejlforløb i område B skal *batterianlægget* have en *reguleringsfunktion*, som kan regulere den positive sekvens af den reaktive strøm, som specificeret i Figur 6.



Figur 6 Krav til levering af reaktiv tillægsstrøm I_Q under spændingsdyk for batterianlæg af kategori C og D.

Regulering skal følge Figur 6, så den reaktive tillægsstrøm (positiv sekvens) efter maksimalt 100 ms følger karakteristikken med en tolerance på $\pm 20\%$.

I område B har levering af reaktiv strøm første prioritet, mens levering af aktiv effekt har anden prioritet.

3.3.2 Gentagne fejl i det kollektive elforsyningsnet

Det følgende krav gælder for *batterianlæg* kategori D.

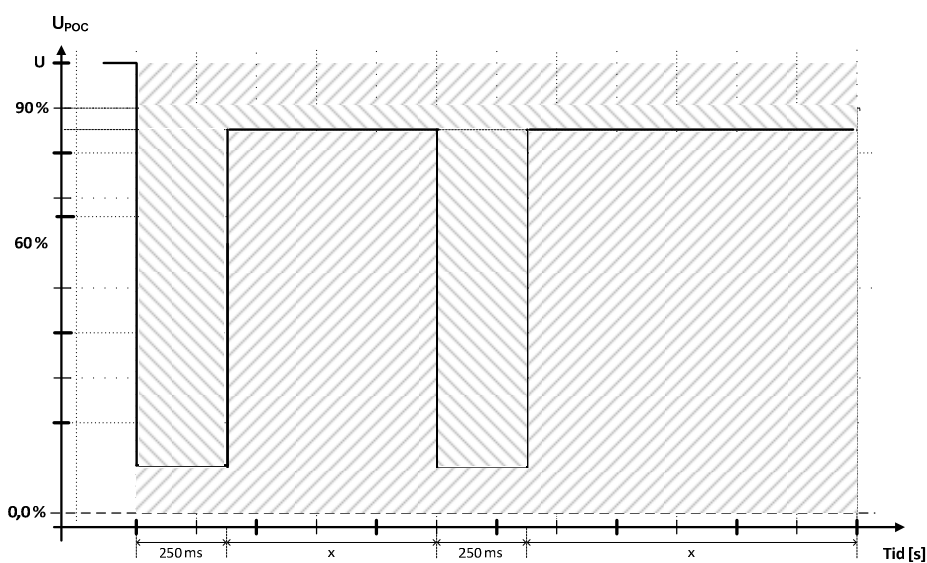
Anlægskravet for tolerance over for gentagne spændingsdyk i forbindelse med tilsigtet eller utilsigtet spændingsdyk i det *kollektive elforsyningsnet* er beskrevet i dette afsnit.

Kravene gælder i *nettilslutningspunktet*, men fejlforløbet ligger et vilkårligt sted i det *kollektive elforsyningsnet*.

Batterianlægget, inkl. eventuelt kompenseringsudstyr, skal forblive indkoblet efter fejl i det *kollektive elforsyningsnet*, som angivet i 3.3.

Type	Varighed af fejl
Trefaset kortslutning	Kortslutning i 250 ms
Tofaset kortslutning med/uden jordberøring	Kortslutning i 150 ms efterfulgt af ny kortslutning 0,3 s til 0,8 s senere, også med en varighed på 250 ms
Enfaset kortslutning til jord	Enfaset jordfejl i 250 ms efterfulgt af en ny enfaset jordfejl 0,3 s til 0,8 s senere, også med en varighed på 250 ms

Tabel 3 Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningsystem



Figur 7 Tolerance for gentagne fejl

4. Elkvalitet

4.1 Generelt

Ved vurdering af et *batterianlægs* påvirkning af elkvaliteten skal de forskellige elkvalitetsparametre i *nettilslutningspunktet* dokumenteres.

Emissionsgrænserne finder anvendelse på alle *batterianlæggets* driftsforhold beskrevet i denne tekniske forskrift.

I nedenstående tabel er angivet en oversigt over, hvilke forstyrrelser der stilles krav til i de enkelte *anlægskategorier*.

Kategori	A1	A2	B	C	D
DC-indhold (4.2)	X	X	X	X	X
Asymmetri (4.3)	X	X	X	X	X
Flicker (4.4)	X	X	X	X	X
Harmoniske forstyrrelser (4.5)	X	X	X	X	X
Interharmoniske forstyrrelser (4.6)			X	X	X
Forstyrrelser 2 – 9 kHz (4.7)			X	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor kravet er specificeret.

Tabel 4 Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier.

For hver af de ovennævnte type forstyrrelse specificeres i det følgende:

- Datagrundlag for beregninger
- Grænseværdier for emission – krav til anlæg
- Metoder til verificering af at grænseværdierne er overholdt.

Anvendte terminologi og beregningsmetoder for elkvalitet er beskrevet i følgende internationale normer: DS/EN 61000-3-2:2014 [ref. 17], DS/EN 61000-3-3:2013 [ref. 18], IEC/TR 61000-3-6:2008 [ref. 19], IEC/TR 61000-3-7:2008 [ref. 20], DS/EN 61000-3-11 [ref. 21], DS/EN 61000-3-12 [ref. 22], DS/EN 61000-3-13 [ref. 23], DS/EN 61000-3-14 [ref. 24], og DS/EN 61000-3-15 [ref. 25], samt nationale anbefalinger [ref. 32], DEFU-rekommandation nr. 16 [ref. 29] og DEFU-rekommandation nr. 21 [ref. 30].

Elforsyningsvirksomheden har ansvaret for at fastsætte emissionsgrænser i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal aftale en tidsplan for fastlæggelse af emissionsgrænserne med ansøgere om nettilslutning.

Anlægsejer skal som udgangspunkt sikre, at *batterianlægget* er designet, konstrueret og konfigureret på en sådan måde, at de specificerede emissionsgrænser overholdes, uden at der opstår behov for netforstærkninger.

Under visse omstændigheder skal *anlægsejer* tilkøbe supplerende ydelser af *elforsyningsvirksomheden* med henblik på overholdelse af de specificerede grænseværdier.

Anlægsejer skal verificere, at emissionsgrænserne i *nettilslutningspunktet* er overholdt.

4.1.1 Datagrundlag

Til vurdering af et *batterianlægs* påvirkning af elkvalitet anvendes data såvel for *batterianlægget* som for det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer skal levere data, som specificeret iht. afsnit 4 for bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser for *batterianlægget*.

Anlægsejer skal vælge én af følgende metoder til bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser.

1. *Anlægsejer* anvender resultaterne fra typetesten for hver af de *enheder*, som *batterianlægget* er sammensat af. Typetesten skal være udført i henhold til relevante standarder.

Anlægsejer beregner den samlede emission som en sum af bidragene fra hver af de enheder, som *batterianlægget* består af.

2. *Anlægsejer* udvikler en emissionsmodel for *batterianlægget*. *Anlægsejer* skal således fremføre dokumentation for, at emissionsmodellen kan anvendes til bestemmelse af emission af højfrekvente forstyrrelser fra det samlede anlæg.

Emissionsmodellen skal indeholde emissionsmodel for de *enheder* og *anlægsinfrastruktur* i *nettilslutningspunktet* for det relevante frekvensområde.

Emissionsmodellen skal godkendes af den *systemansvarlige virksomhed*.

Elforsyningsvirksomheden oplyser data for det *kollektive elforsyningsnet* i *nettilslutningspunktet*. Til beregninger af *spændingsfluktuationer*, jf. gældende internationale standarder, kan det *kollektive elforsyningsnet* beskrives ved den minimale, typiske og maksimale *kortslutningseffekt* S_k , samt den tilsvarende net-impedansvinkel ψ_k , i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal oplyse den maksimale og minimale S_k for *nettilslutningspunktet*.

4.1.2 Grænseværdier

Det er *elforsyningsvirksomhedens* ansvar at oplyse grænseværdier for emission af de forskellige typer forstyrrelser fra *batterianlægget* i *nettilslutningspunktet*, så grænseværdierne for elkvalitet i det *kollektive elforsyningsnet* ikke overskrides.

De grænseværdier, som er specificeret i denne forskrift, er fastsat med udgangspunkt i specifikationerne i IEC/TR 61000-3-6 [ref. 19] IEC/TR 61000-3-7 [ref. 20], DS/EN 61000-3-12 [ref. 22], og DS/EN 61000-3-11 [ref. 21].

For *batterianlæg*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan grænseværdier efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale grænser.

4.1.3 Verificering

Det er *anlægsejers* ansvar ved beregning, simulering eller måling at verificere, at *batterianlægget* overholder de fastlagte grænser i *nettilslutningspunktet*. *Elforsyningsvirksomheden* skal godkende *anlægsejers* verificering.

4.2 DC-indhold

For alle *anlægskategorier* gælder, at DC-indhold i den leverede AC-strøm i *nettilslutningspunktet* (POC) for *batterianlægget* maksimalt må udgøre 0,5 % af den *nominelle strøm*, jf. IEC/TR 61000-3-15, afsnit 7.5 [ref. 25].

4.3 Asymmetri

For alle *anlægskategorier* gælder, at asymmetrien imellem faserne ved normal drift eller ved fejl i *batterianlægget* ikke må blive større end 16 A.

Hvis *batterianlægget* består af flere enfasede enheder, skal der etableres nødvendig kommunikation, så ovennævnte grænse ikke overskrides.

4.4 Flicker

4.4.1 Datagrundlag

Flickeremissionen dokumenteres for kontinuert drift. Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere *flickerniveauet*.

Ved beregning af *flickerbidraget* ved kontinuert drift anvendes data for *flicker*-koefficienten $c_i(\psi_k)$, som fremgår af typetesten, hvor: C_i , i : *batterianlæg* nr. i .

4.4.2 Grænseværdier

Batterianlæggets samlede *flickerbidrag* skal overholde kravene i de følgende afsnit i *nettilslutningspunktet*.

4.4.2.1 Krav til batterianlæg i kategori A1

For *batterianlæg* i kategori A1 gælder, at anlægget skal opfylde kravene til grænseværdierne for *flickeremissionen* i *nettilslutningspunktet*, som er beskrevet i DS/EN 61000-3-3, afsnit 5 [ref. 18].

4.4.2.2 Krav til batterianlæg i kategori A2 og B

For *batterianlæg* i kategori A2 og B gælder, at anlægget skal opfylde kravene til grænseværdierne for *flickeremissionen* i *nettilslutningspunktet*, som beskrevet i DS/EN 61000-3-11, afsnit 5 [ref. 21].

4.4.2.3 Krav til batterianlæg i kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for *flicker* i *nettilslutningspunktet*, således at det maksimale tilladte *flickerniveau* G_{lt} og G_{st} på samme spændingsniveau og under samme transformerstation ikke overskrides.

4.4.3 Verificering

Det skal verificeres, at *flickeremissionen* fra kontinuert drift af *batterianlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

Flickerkoefficienten bestemmes på basis af den aktuelle ψ_k for *batterianlægget* ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typetesten.

Flickeremissionen for hver enkelt *enhed*, som *batterianlægget* består af, beregnes som:

$$P_{lt,i} = c_i(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Derefter beregnes emissionen fra hele *batterianlægget* som:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{lt,i})^3}$$

Regneeksempler findes i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.2." [ref. 32].

Alternativt anvendes den verificerede emissionsmodel.

4.4.3.1 Batterianlæg kategori A1, A2, B, C og D

Det verificeres, at *flickeremissionen* fra kontinuert drift af *batterianlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

4.5 Harmoniske forstyrrelser

4.5.1 Datagrundlag

Emission af *harmoniske forstyrrelser* dokumenteres for det samlede *batterianlæg*. Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere emissionsniveauet.

Af typetesten fremgår målte middelværdier for harmoniske bidrag 2.- 40. for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af den *nominelle effekt* og med en *effektfaktor* på 1. De målte middelværdier er angivet i % af den *nominelle strøm*.

4.5.2 Grænseværdier

Batterianlægget må ikke emitte *harmoniske forstyrrelser*, der overskrider grænseværdierne angivet i dette afsnit.

For *batterianlæg*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan emissionsgrænserne efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale emissionsgrænser.

Ud over grænseværdier for de individuelle *harmoniske forstyrrelser* anvendes grænseværdier for *THD* og *PWHD*.

For *batterianlæg* i kategori C og D fastlægges grænseværdier for de *harmoniske forstyrrelser* som spændingsforstyrrelser for at tage højde for lokale variationer i netimpedansen. Der tages ligeledes højde for *batterianlæggets* størrelse i forhold til kapaciteten i elnettet.

4.5.2.1 Krav til batterianlæg kategori A1

For *batterianlæg* i kategori A1 gælder, at anlægget skal opfylde kravene til grænseværdierne for *harmoniske forstyrrelser* i *nettilslutningspunktet*, som er beskrevet i DS/EN 61000-3-2 [ref. 17]

4.5.2.2 Krav til batterianlæg kategori A2

For *batterianlæg* i kategori A2 gælder, at anlægget skal opfylde kravene til grænseværdierne for *harmoniske forstyrrelser* i *nettilslutningspunktet*, som er beskrevet i DS/EN 61000-3-12 [ref. 22]

4.5.2.3 Krav til batterianlæg kategori B

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener h fremgår af nedenstående tabel.

Spændingsniveau	SCR	Ulige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)					Lige harmonisk orden h		
		5	7	11	13	$17 \leq h \leq 39$	2	4	$8 \leq h \leq 40$
$U_c \leq 1$ kV	<33	3,6	2,5	1,0	0,7	-	-	-	-
	≥ 33	4,1	2,8	1,1	0,8	-	-	-	-
	≥ 66	5,3	3,5	1,7	1,2	-	-	-	-
	≥ 120	7,2	4,6	2,6	1,6	-	-	-	-
	≥ 250	11,7	7,5	4,4	3,0	-	-	-	-
	≥ 350	15,2	9,6	5,9	4,1	-	-	-	-
$U_c > 1$ kV	-	4,0	4,0	2,0	2,0	$\frac{400}{h^2}$ *)	0,8	0,2	0,1

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Note: for SCR ≥ 33 må interpoleres imellem tabelværdierne.

Tabel 5 Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n).

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk strømforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændingsniveau	SCR	THD _I	PWHD _I
$U_c \leq 1$ kV	<33	4,5	7,9
	≥ 33	4,9	8,1
	≥ 66	6,0	9,0
	≥ 120	8,3	10,5
	≥ 250	13,9	14,3
	≥ 350	18,0	17,3
$U_c > 1$ kV	-	-	-

Tabel 6 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_n) for alle harmoniske forstyrrelser.

4.5.2.4 Krav til batterianlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for harmoniske spændinger i nettilslutningspunktet.

Emissionsgrænserne skal sikre, at det samlede tilladte støjniveau for de enkelte harmoniske forstyrrelser samt THD_U ikke overskrides.

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk spændingsforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændingsniveau	THD _U
$U_n \leq 35$ kV	6,5
$U_n > 35$ kV	3,0

Tabel 7 Grænseværdier for samlet harmonisk spændingsforvrængning THDU (% af U_n) for alle harmoniske forstyrrelser.

4.5.3 Verificering

Det skal verificeres, at emissionen fra *batterianlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

Derfor anvendes værdien fra det niveau af produceret aktiv effekt, hvor den individuelle harmoniske strøm er størst, til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for harmonisk strøm af de individuelle harmoniske strømme h . De beregnede strømværdier benyttes til at beregne THD_I og $PWHD_I$ til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for THD_I og $PWHD_I$.

For strømharmoniske I_h bestemmes THD_I og $PWHD_I$ som:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad [\text{ref. 19}] \quad \text{og} \quad PWHD_I = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad [\text{ref. 22}]$$

For spændingsharmoniske U_h bestemmes THD_U som:

$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2}$$

For *batterianlæg* bestående af flere *enheder* kan bidragene fra de enkelte *enheder* i summeres op i henhold til den generelle summationslov, jf. IEC/TR 61000-3-6 [ref. 19] og DS/EN 61000-3-11 [ref. 21] iht. følgende formel:

$$I_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i I_{h,i}^\alpha}$$

Værdier for eksponenten α er vist i nedenstående tabel.

Harmonisk orden	α (alfa)
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2
$h > 39$	3

Tabel 8 Værdier for eksponenten α .

Regneeksempler findes i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.2." [ref. 32].

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.5.3.1 Batterianlæg kategori A1, A2, B og C

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

4.5.3.2 Batterianlæg kategori D

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

Summen af de individuelle harmoniske strømme I_h omregnes til harmoniske spændinger ved at gange de individuelle harmoniske strømme med den numeriske værdi af netimpedansen ved de individuelle frekvenser, som opgivet af *elforsyningsvirksomheden*.

4.6 Interharmoniske forstyrrelser

4.6.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for interharmoniske bidrag fra 75 Hz til 1975 Hz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af den *nominelle effekt* og med en *effektfaktor* på 1.

De målte middelværdier er angivet i % af den *nominelle strøm*, I_n .

4.6.2 Grænseværdier

Batterianlægget må ikke emitte interharmoniske forstyrrelser, der overskrider grænseværdierne, der er specificeret i dette afsnit.

For *batterianlæg*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan emissionsgrænserne efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale emissionsgrænser.

4.6.2.1 Krav til batterianlæg kategori A1 og A2

For anlægskategori A1 og A2 er der ingen krav til emission af interharmoniske forstyrrelser.

4.6.2.2 Krav til batterianlæg kategori B

Grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme fremgår af nedenstående tabel, der har udgangspunkt i RA557 [ref. 28] samt skalering efter DS/EN 61000-3-12 [ref. 22].

Spændingsniveau	SCR	Frekvens (Hz)		
		75 Hz	125 Hz	>175 Hz
$U_C \leq 1\text{kV}$	<33	0,4	0,6	$\frac{75}{f} *$
	≥ 33	0,5	0,7	$\frac{83}{f} *$
	≥ 66	0,6	0,8	$\frac{104}{f} *$
	≥ 120	0,7	1,1	$\frac{139}{f} *$
	≥ 250	1,2	1,8	$\frac{224}{f} *$
	≥ 350	1,5	2,3	$\frac{289}{f} *$
$U_C > 1\text{kV}$	-	0,44	0,66	$\frac{83}{f} *$

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Tabel 9 Grænseværdier for emission af interharmoniske strømme.

4.6.2.3 Krav til batterianlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for interharmoniske spændinger fra *batterianlægget* i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at det samlede tilladte støjniveau for de enkelte interharmoniske spændinger ikke overskrides.

4.6.3 Verificering

4.6.3.1 Batterianlæg kategori A1 og A2

Der er ingen krav til verificering af *batterianlæg* i kategori A1 og A2.

4.6.3.2 Batterianlæg kategori B og C

Det verificeres, at *batterianlægget* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske strømme på samme måde som for emission af harmoniske strømme, jf. afsnit 4.5.3.1. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$, såfremt summeringsreglerne anvendes.

4.6.3.3 Batterianlæg kategori D

Det verificeres, at *batterianlægget* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske spændinger på samme måde som for emission af harmoniske spændinger, jf. afsnit 4.5.3.2. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$, såfremt summeringsreglerne anvendes.

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.7 Forstyrrelser i frekvensområdet 2-9 kHz

4.7.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for frekvenskomponenter af strømmen i grupper med 200 Hz bredde fra 2 kHz til 9 kHz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af den *nominelle effekt* og en *effektfaktor* på 1. De målte middelværdier er angivet i % af den *nominelle strøm*, I_n .

4.7.2 Grænseværdier

4.7.2.1 Krav til batterianlæg kategori A1 og A2

For anlægskategori A1 og A2 er der ingen krav til emission af forstyrrelser over 2 kHz.

4.7.2.2 Krav til batterianlæg kategori B

Emission af strømme med frekvenser over 2 kHz må ikke overskride 0,2 % af den *nominelle strøm* i nogen af de målte frekvensgrupper.

4.7.2.3 Krav til batterianlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for spændinger fra *batterianlægget* i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at den samlede tilladte forstyrrelse for de enkelte frekvensgrupper ikke overskrides.

4.7.3 Verificering

4.7.3.1 Batterianlæg kategori A1 og A2

Der er ingen krav til verificering af *batterianlæg* i kategori A1 og A2.

4.7.3.2 Batterianlæg kategori B

Det verificeres, at *batterianlægget* overholder grænseværdierne for emission af strømme over 2 kHz på samme måde som for emission af harmoniske strømme. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$, såfremt summeringsreglerne anvendes.

4.7.3.3 Batterianlæg kategori C og D

Det verificeres, at *batterianlægget* overholder grænseværdierne for emission af spændinger over 2 kHz på samme måde som for emission af harmoniske spændinger. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$, såfremt summeringsreglerne anvendes.

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

5. Styring og regulering

5.1 Generelle krav

De følgende krav gælder for *batterianlæg* kategori A1, A2, B, C og D.

Alle reguleringsfunktioner i efterfølgende afsnit er med reference i *nettilslutningspunktet*.

De aktuelt aktiverede funktioner og parameterindstillinger fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, den *systemansvarlige virksomhed* har fastlagt.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal - af hensyn til forsyningsikkerheden - have mulighed for at kunne aktivere eller deaktivere de specificerede reguleringsfunktioner efter nærmere aftale med *anlægsejer*.

Angivelser af fortegn på alle figurer følger *generatorkonventionen*.

I nedenstående tabel er angivet minimumskrav til reguleringsfunktionalitet for et *batterianlæg* i *anlægskategorierne* A1, A2, B, C og D, jf. afsnit 1.2.4

Reguleringsfunktion \ Kategori	A1	A2	B	C	D
Frekvensrespons, LFSM-O (5.2.1.3)	X	X	X	X	X
Frekvensrespons, LFSM-U (5.2.1.5)	-	-	-	X	X
Frekvensregulering (5.2.2) **	-	-	-	X	X
Absolut-effektbegrænser (5.2.3.1)	X	X	X	X	X
Gradient-effektbegrænser (5.2.3.2)	X	X	X	X	X
Q-regulering (5.3.1)*)	X	X	X	X	X
Effektfaktorregulering (5.3.2)*)	X	X	X	X	X
Automatisk effektfaktorregulering (5.3.2) *)	X	X	-	-	-
Spændingsregulering (5.3.3) **	-	-	-	X	X
Systemværn (5.4)	-	-	-	(X)	(X)

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et anlæg må ikke udføre *Q-regulering*, *effektfaktorregulering*, eller *automatisk effektfaktorregulering* uden særlig aftale med *elforsyningsvirksomheden*.

**) Et anlæg må ikke udføre *frekvensregulering* eller *spændingsregulering* uden særlig aftale med *den systemansvarlige virksomhed*.

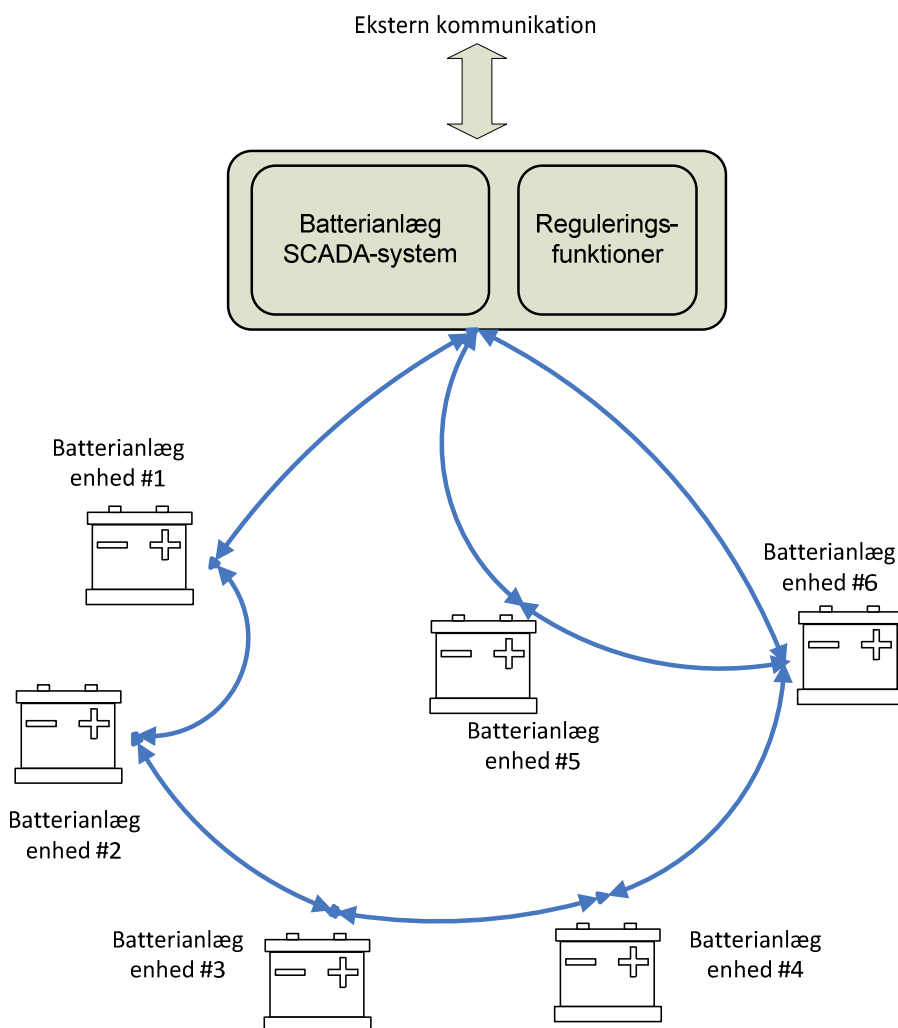
Tabel 10 Styrings- og reguleringsfunktioner for et batterianlæg.

De forskellige reguleringsfunktioner skal sikre den overordnede styring, regulering og overvågning af *batterianlæggets* drift.

De forskellige reguleringsfunktioner kan være implementeret i den enkelte *enhed* eller være samlet i én *batterianlægsregulator* eller en kombination deraf, forudsat at der kun er en grænseflade for kommunikation, som vist i Figur 8.

Dette medfører, at hvis et vilkårligt antal batterienheder tilsluttes samme *POC*, hvor den *nominelle effekt* i *POC* er summen af tilsluttede batterienheder, skal de tilsluttede enheder således agere som et samlet *batterianlæg*.

Summen af den nominelle effekt i *POC* fastsætter *anlægskategorien* og dermed tilslutningskrav.



Figur 8 Skitse for en anlægsregulator

Alle ændringer af setpunkter skal registreres sammen med identifikation af ordreudsteder.

Alle ændringer af setpunkter eller ordre om ændring af drift skal være tidsstempet med en nøjagtighed og en præcision på maksimalt 10 ms og med reference til *UTC*.

5.2 Reguleringsfunktioner af aktiv effekt og frekvens

De følgende krav gælder for *batterianlæg* kategori A1, A2, B, C og D.

Et *batterianlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner, som kan regulere den leverede eller optagne aktive effekt i *nettilslutningspunktet*.

Angivelse af setpunkter for aktiv effekt skal kunne foretages med en opløsning på 1 % af P_{no} eller P_{nl} eller bedre.

De aktuelle indstillinger af parametre for aktiverede reguleringsfunktioner for aktiv effekt fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktioner for aktiv effekt overholde kravene i efterfølgende afsnit.

5.2.1 Frekvensrespons (LFSM-U og LFSM-O)

Ved frekvensafvigelser i det *kollektive elforsyningsnet* skal *batterianlægget* kunne bidrage til frekvensstabiliteten ved automatisk op- eller nedregulering af den aktive effekt ved netfrekvenser under eller over referencefrekvensen f_1 og f_2 . Dette benævnes *frekvensrespons* og er en autonom funktion.

Reguleringen skal påbegyndes senest 2 sekunder efter, at en frekvensændring er konstateret, og være fuldt udreguleret inden for 15 sekunder.

Den netvirksomhed, i hvis net *batterianlægget* er tilsluttet, kan koordinere starten af *frekvensresponsen* i forhold til funktionstiden af \emptyset -drift-detekteringen og derved sikre optimal \emptyset -drift-detekteringsfunktionalitet.

Frekvensmålinger skal udføres med en nøjagtighed på 10 mHz eller bedre. Reguleringsfunktionens følsomhed skal være 10 mHz eller mindre.

Frekvensresponsfunktionens frekvenspunkter (knækfrekvenser) angivet i Figur 9 skal kunne indstilles til enhver værdi i området 47,00 Hz til 52,00 Hz med en opløsning på maksimalt 10 mHz.

Indstillingsværdien for *frekvensresponsfunktionens* knækfrekvenser fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

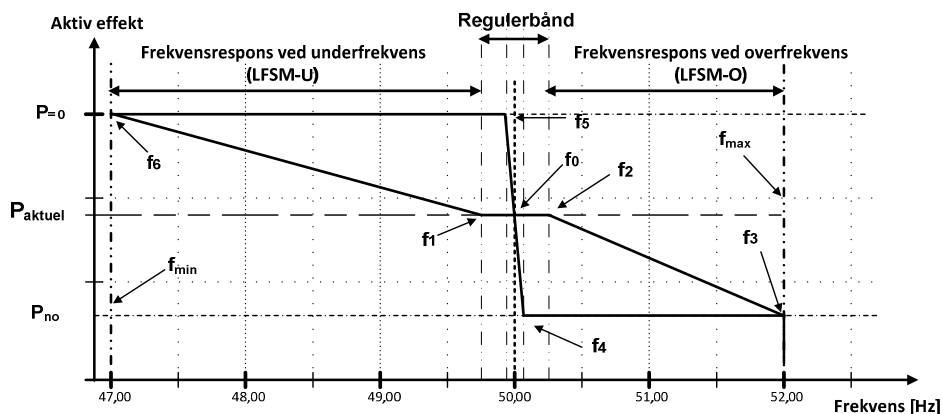
Statikken for nedreguleringen skal kunne indstilles til enhver værdi i området mellem 2 % og 12 % af P_n og udføres med en nøjagtighed på ± 10 % af P_n . Standardværdi for *statikken* er 4 % af P_n .

Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. *Statikken* angives i procent af henholdsvis P_{no} og P_{nl} for *batterianlægget*.

Statikken for regulering imellem de forskellige frekvenspunkter er illustreret i Figur 9 og Figur 10 for hhv. *batterianlæg* som kun kan optage effekt fra nettet, og *batterianlæg* som kan optage effekt fra og levere effekt til nettet.

5.2.1.1 Effektretning til batterianlæg

P_{aktuel} er et fiktivt punkt som illustrerer et driftspunkt mellem P_{nl} og P_{no} . P_{no} er *batterianlæggets nominelle effektoptag* fra nettet.



Figur 9 Frekvensrespons for et batterianlæg som kun kan optage effekt fra det kollektive elforsyningsnet.

Ved frekvensstigning over f_2 (LFSM-O) skal statikken $f_2 - f_3$ følges, dvs. effekt i retningen fra nettet øges ved stigende frekvens. Stabiliseres og falder frekvensen efterfølgende, skal effekten bibeholdes indtil frekvensen er faldet til en værdi på statikken $f_4 - f_0$. Når frekvensen er f_0 , skifter batterianlægget driftstilstand til frekvensregulering (hvis denne reguleringsform er aktiveret).

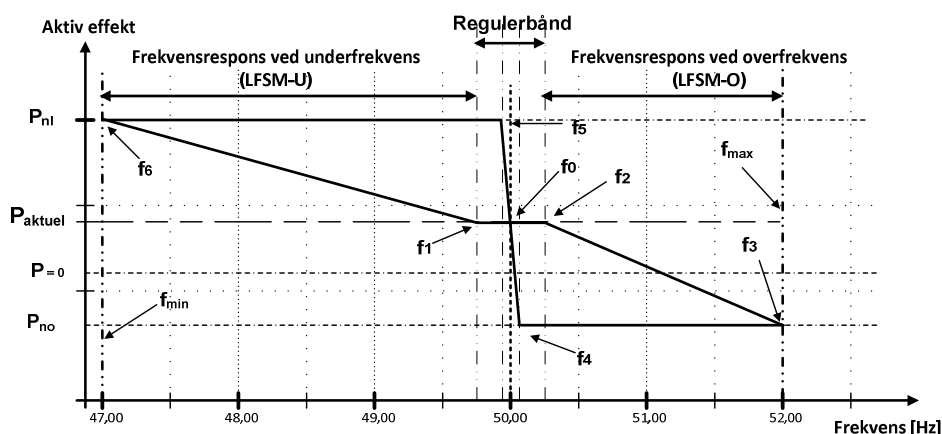
Ved frekvensfald under f_1 (LFSM-U) skal statikken $f_1 - f_6$ følges, dvs. effekt i retningen fra nettet reduceres ved faldende frekvens. Stabiliseres og stiger frekvensen efterfølgende, skal effekten bibeholdes indtil frekvensen er steget til en værdi på statikken $f_5 - f_0$. Når frekvensen er f_0 , skifter batterianlægget driftstilstand, dvs. batterianlægget er ude af frekvensrespons.

5.2.1.2 Effektretning til og fra batterianlæg

P_{aktuel} er et fiktivt punkt som illustrerer et driftspunkt mellem P_{nl} og P_{no} .

P_{no} er batterianlæggets nominelle effektoptag fra nettet.

P_{nl} er batterianlæggets nominelle effekt leveret til nettet.



Figur 10 Frekvensrespons fra et batterianlæg som kan levere og optage effekt fra det kollektive elforsyningsnet.

Ved frekvensstigning over f_2 (LFSM-O) skal *statikken* $f_2 - f_3$ følges, dvs. optaget af aktiv effekt øges ved stigende frekvens. Stabiliseres og falder frekvensen efterfølgende, skal effekten bibeholdes indtil frekvensen er faldet til en værdi på *statikken* $f_4 - f_0$. Når frekvensen er f_0 , skifter *batterianlægget* driftstilstand, dvs. *batterianlægget* er ude af *frekvensrespons*.

Ved frekvensfald under f_1 (LFSM-U) skal *statikken* $f_1 - f_6$ følges, dvs. levering af aktiv effekt øges ved faldende frekvens. Stabiliseres og stiger frekvensen efterfølgende, skal effekten bibeholdes indtil frekvensen er steget til en værdi på *statikken* $f_5 - f_0$. Når frekvensen er f_0 , skifter *batterianlægget* driftstilstand, dvs. *batterianlægget* er ude af *frekvensrespons*.

Krav til standard indstillingsværdier er vist herunder i Tabel 11 og Tabel 12.

Standard frekvensresponsindstillingsværdier – Dk1									
f_x	f_{\min}	f_{\max}	f_0	f_1	f_2	f_3	f_4	f_5	f_6
Hz	47,00	52,00	50,00	49,80	50,20	52,00	50,05	49,95	47,00

Tabel 11 Standard frekvensresponsindstillingsværdier for Dk1

Standard frekvensresponsindstillingsværdier – Dk2									
f_x	f_{\min}	f_{\max}	f_0	f_1	f_2	f_3	f_4	f_5	f_6
Hz	47,00	52,00	50,00	49,50	50,10	52,00	50,05	49,95	47,00

Tabel 12 Standard frekvensresponsindstillingsværdier for Dk2

5.2.1.3 Batterianlæg kategori A1, A2, B, C og D: krav til LFSM-O

For *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D kræves et *frekvensrespons* ved overfrekvens jf. Figur 9 eller Figur 10.

5.2.1.4 Batterianlæg kategori A1, A2 og B: krav til LFSM-U

For *batterianlæg* i kategori A1, A2 og B er der ikke krav om *frekvensrespons* ved underfrekvens, LFSM-U.

5.2.1.5 Batterianlæg kategori C og D: krav til LFSM-U

For *batterianlæg* i kategori C og D kræves, at funktionaliteten *frekvensrespons* er tilgængelig ved underfrekvens, LFSM-U jf. Figur 9 eller Figur 10. Der er ikke krav om aktivering af funktionaliteten for at opnå nettilslutning.

5.2.2 Frekvensregulering (FSM)

Ved frekvensafvigelse i det *kollektive elforsyningsnet* skal *batterianlægget* have reguleringsfunktioner, der kan bidrage med *frekvensregulering* for enten at stabilisere eller restaurere netfrekvensen (50,00 Hz).

*Frekvensregulerings*funktionen har til formål at regulere den aktive effekt ved netfrekvenser mellem f_1 og f_2 , som illustreret i Figur 11.

Frekvensmålingen skal udføres med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må

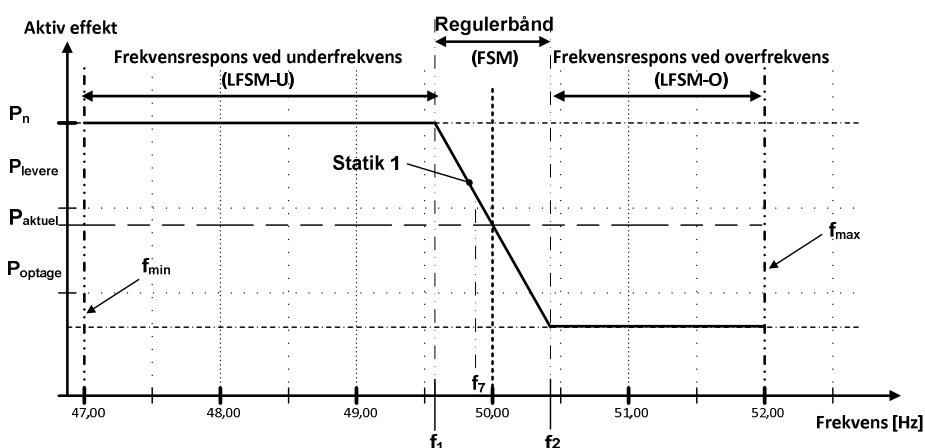
maksimalt afvige $\pm 5\%$ af setpunktsværdien eller $\pm 0,5\%$ af den *nominelle effekt*, afhængigt af hvilken der giver den mindste tolerance.

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne indstilles således, at et vilkårligt frekvenspunkt indeholdt i Figur 11 mellem frekvenserne f_{\min} og f_{\max} (området 47,00 Hz til 52,00 Hz) skal kunne indstilles med en nøjagtighed på 10 mHz.

Statikken for regulering er illustreret i Figur 11.

Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. Statikken angives i procent af *nominel effekt* for *batterianlægget*.

I Figur 11 er illustreret, hvor de forskellige parametre og grænser for *frekvensreguleringsfunktionen* er placeret i sammenhængen.



Figur 11 Frekvensreguleringskurve for et batterianlæg.

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne aktiveres i intervallet fra f_{\min} til f_{\max} .

Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier – Dk1 (FCR)					
f_x	f_{\min}	f_{\max}	f_0	f_1	f_2
Hz	47,00	52,00	50,00	49,80	50,20

Tabel 13 Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier Dk1

Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier – Dk2 (FCR-N)					
f_x	f_{\min}	f_{\max}	f_0	f_1	f_2
Hz	47,00	52,00	50,00	49,90	50,10

Tabel 14 Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier Dk2

Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier – Dk2 (FCR-D)					
f_x	f_{\min}	f_{\max}	f_0	f_1	f_7
Hz	47,00	52,00	50,00	49,90	49,50

Tabel 15 Standard frekvensreguleringsindstillingsværdier Dk2

5.2.2.1 Batterianlæg kategori A1, A2, og B:

Batterianlæg i kategori A1, A2 og B har ikke krav omkring reguleringsfunktionen *frekvensregulering*.

5.2.2.2 Batterianlæg kategori C og D:

Batterianlæg i kategori C og D skal have reguleringsfunktionen *frekvensregulering* med funktionalitet jf. 5.2.2.

Der er ikke krav om aktivering af funktionaliteten for at opnå nettilslutning.

Regulering efter et nyt parametersæt for *frekvensreguleringen* skal være muligt senest 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3 Begrænsningsfunktioner – regulering af aktiv effekt

Et *batterianlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner (begrænsningsfunktioner) for regulering af aktiv effekt som sikrer stabil drift efter et valgt driftspunkt.

Eksempler på anvendelse af disse reguleringsfunktioner er lastregulering efter effektplan og sekundærregulering ud fra centralt beordret regulering (FRR-a, FRR-m).

Regulering med en ny parameter for begrænsningsfunktionerne skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

Angivelse af setpunkter for aktiv effekt skal kunne foretages med en opløsning på mindst 1 % af P_{nl} og P_{no} eller bedre.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ± 5 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af den *nominelle effekt*, afhængigt af hvilken der giver den største tolerance.

De krævede begrænsningsfunktioner er specificeret i de efterfølgende afsnit.

5.2.3.1 Absolut-effektbegrænsere (Dellast)

Absolut-effektbegrænsere bruges til at begrænse den aktive effekt, optaget fra eller leveret til et *batterianlæg*, til en setpunktsbestemt maksimal effektgrænse i *nettilslutningspunktet*.

Absolut-effektbegrænsere bruges typisk til at beskytte det *kollektive elforsyningsnet* mod overbelastning i kritiske situationer, eller til at begrænse *batterianlæggets* maksimale optagne eller leverede aktive effekt som følge af lovgivning.

5.2.3.1.1 Batterianlæg kategori A1, A2, B, C og D

Batterianlæg i kategori A1 A2 B, C og D skal have begrænsningsfunktionen *absolut-effektbegrænsere*.

Begrænsningsfunktionen skal som minimum indstilles således, at anlægget aldrig overstiger anlæggets *nominelle effekt* jf. 1.2.29.

5.2.3.2 Gradient-effektbegrænsere (Lastgradient - rampefunktion)

Gradient-effektbegrænsere bruges til at begrænse den maksimale hastighed, som den aktive effekt kan ændres med ved ændringer i effekten eller ved ændringer i setpunkter for et *batterianlæg*.

Gradient-effektbegrænsere bruges typisk af systemdriftsmæssige årsager, så ændringerne i aktiv effekt ikke giver stabilitetsmæssige problemer i det *kollektive elforsyningsnet*.

5.2.3.2.1 Batterianlæg kategori A1, A2, B, C og D:

Batterianlæg kategori A1, A2, B, C og D skal have begrænsersfunktionen *gradient-effektbegrænsere*.

Ned- og opregulering af aktiv effekt, gældende både for optaget og leveret effekt, skal for frekvenser i regulerbåndet (FSM) rampe mod nul over minimum 30 sekunder.

Gradienten skal kunne indstilles til en vilkårlig værdi mellem 10 og 300 kW/s. Som standard værdi for *gradient-effektbegrænsere* anvendes 100 kW/s.

5.3 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding

Et *batterianlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding, som hhv. kan regulere den reaktive effekt i *nettilslutningspunktet*, og regulere spændingen i *spændingsreferencepunktet*, via aktiveringsordrer der indeholder setpunkter for de specificerede parametre.

Reguleringsfunktionerne *Q-regulering*, *effektfaktorregulering* og *spændingsregulering* udelukker gensidigt hinanden, så det kun er en af de tre funktioner, der kan aktiveres ad gangen.

De aktuelle reguleringsfunktioner og indstillinger af disse fastlægges inden idriftsættelsen af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed*.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding overholde kravene i de følgende afsnit.

Nedenstående tabel viser minimumskrav til funktionalitet for regulering af reaktiv effekt i de forskellige *anlægskategorier*.

Kategori Reguleringsfunktion	A1	A2	B	C	D
<i>Q-regulering (5.3.1)*)</i>	X	X	X	X	X
<i>Effektfaktorregulering (5.3.2)*)</i>	X	X	X	X	X
<i>Spændingsregulering (5.3.3) *)</i>	-	-	-	X	X
<i>Automatisk effektfaktorregulering (5.3.4) *)</i>	X	X	-	-	-

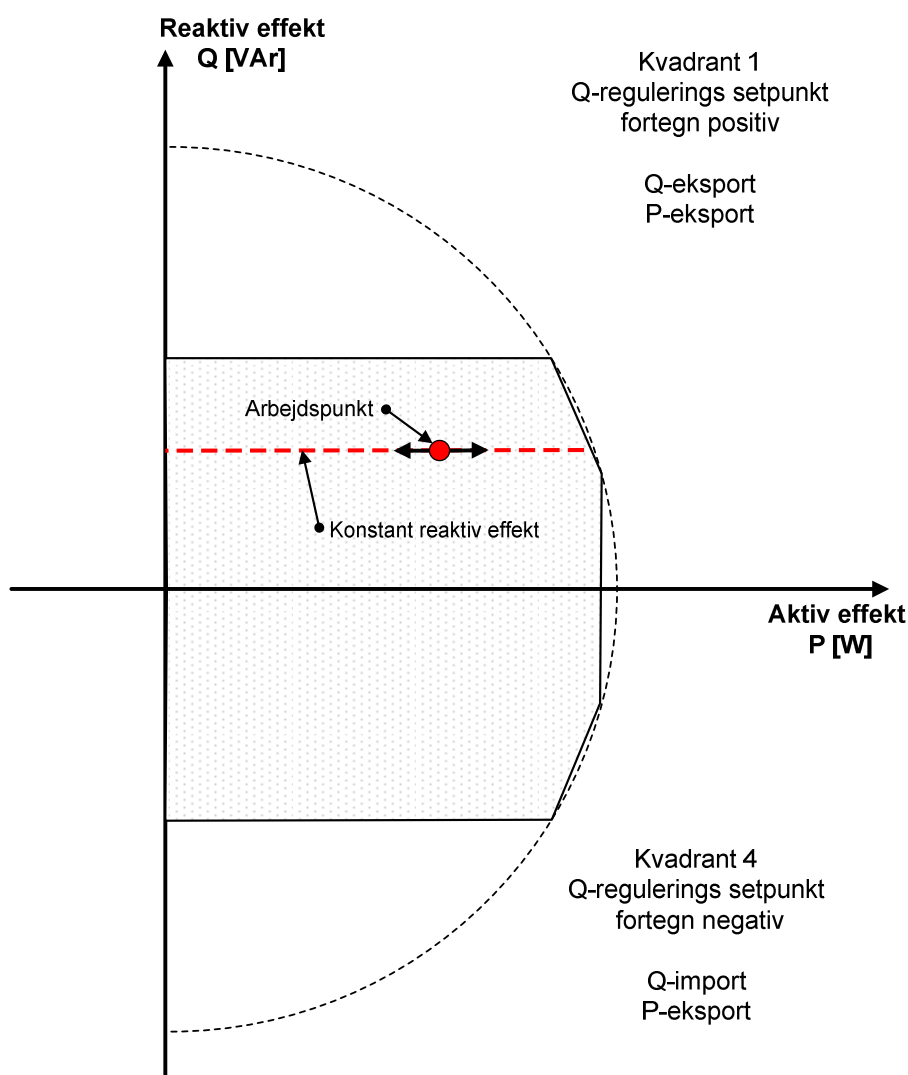
Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et *anlæg* skal som standard konfigureres med *Q-regulering* og med et setpunkt på 0 VAR. Anden reaktiv regulering aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Tabel 16 Styrings- og reguleringsfunktioner for reaktiv effekt.

5.3.1 Q-regulering

Q-regulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt uafhængigt af netspændingen og den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*. Denne reguleringsfunktion er skitseret på Figur 12 som en vandret linje.



Figur 12 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt for et batterianlæg.

Regulering til et nyt setpunkt for Q skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

For reguleringsfunktionen gælder, at nøjagtigheden for en fuldført eller en kontinuerlig regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, maksimalt må afvige 1 % af Q_n over en periode på 1 minut.

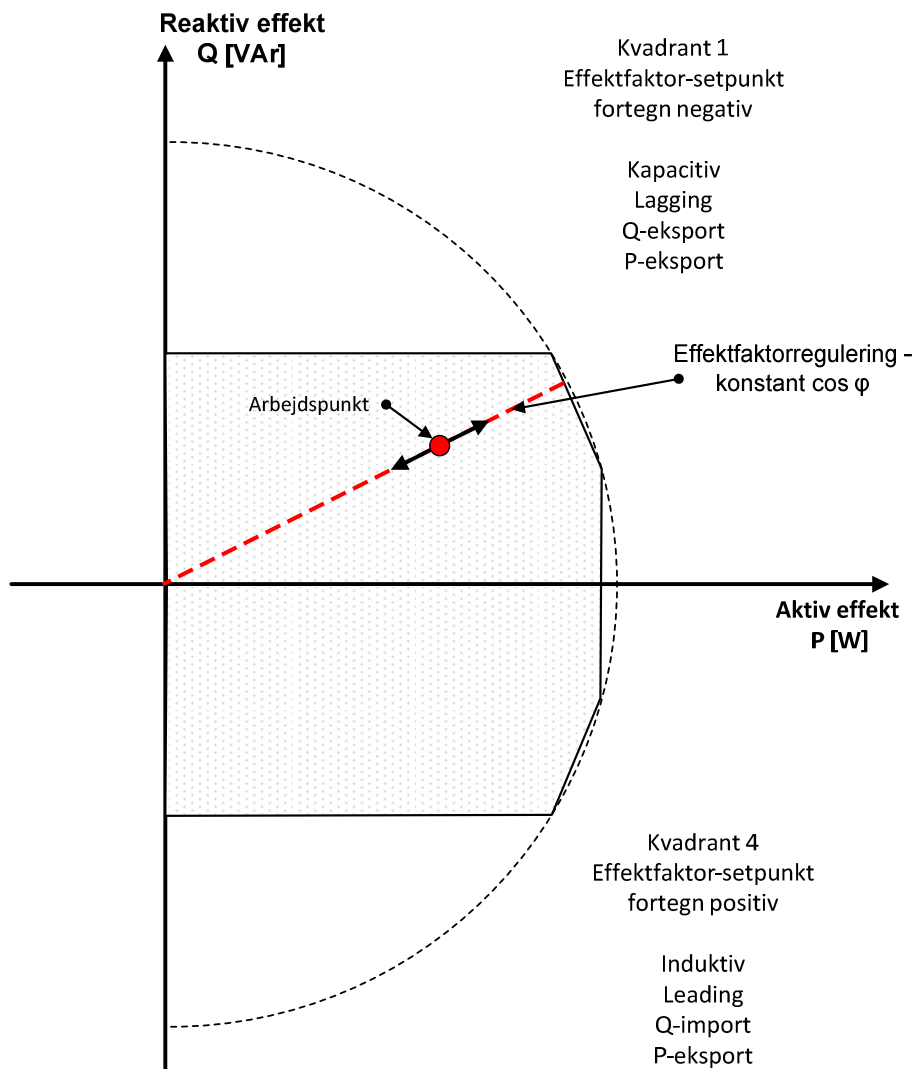
Angivelse af setpunkter for reaktiv effekt skal kunne foretages med en opløsning på mindst 1 % af Q_{nl} og Q_{no} eller bedre.

5.3.1.1 Batterianlæg kategori A1, A2, B, C og D

Batterianlæg i kategori A1 A2 B, C og D skal have funktionen Q-regulering.

5.3.2 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt proportionalt (bestemt af *statikken*) med den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*, som er vist med en linje med en konstant hældning i Figur 13.



Figur 13 Effektfaktorregulering (PF) for et batterianlæg.

Batterianlægget skal kunne modtage et setpunkt for *effektfaktoren* med en nøjagtighed på 0,01.

Regulering til et nyt setpunkt for *effektfaktor* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

For reguleringsfunktionen gælder, at nøjagtigheden for en fuldført eller en kontinuerlig regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, over en periode på 1 minut maksimalt må afvige 0,01 af setpunktet af *effektfaktoren*. *Batterianlægget* skal kunne indstille et setpunkt for *effektfaktoren* med en opløsning på 0,01

5.3.2.1 Batterianlæg kategori A1, A2, B, C og D

Batterianlæg i kategori A1 A2 B, C og D skal have funktionen *effektfaktorregulering*.

5.3.3 Spændingsregulering

Automatisk *spændingsregulering* (AVR) er en reguleringsfunktion, der automatisk regulerer spændingen i *spændingsreferencepunktet*. *Spændingsreguleringen* skal have et indstillingsområde inden for minimal til maksimal spænding, som angivet i Tabel 1, med en nøjagtighed på 0,5 % af *nominel spænding* eller bedre.

Regulering til et nyt setpunkt for spændingen skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

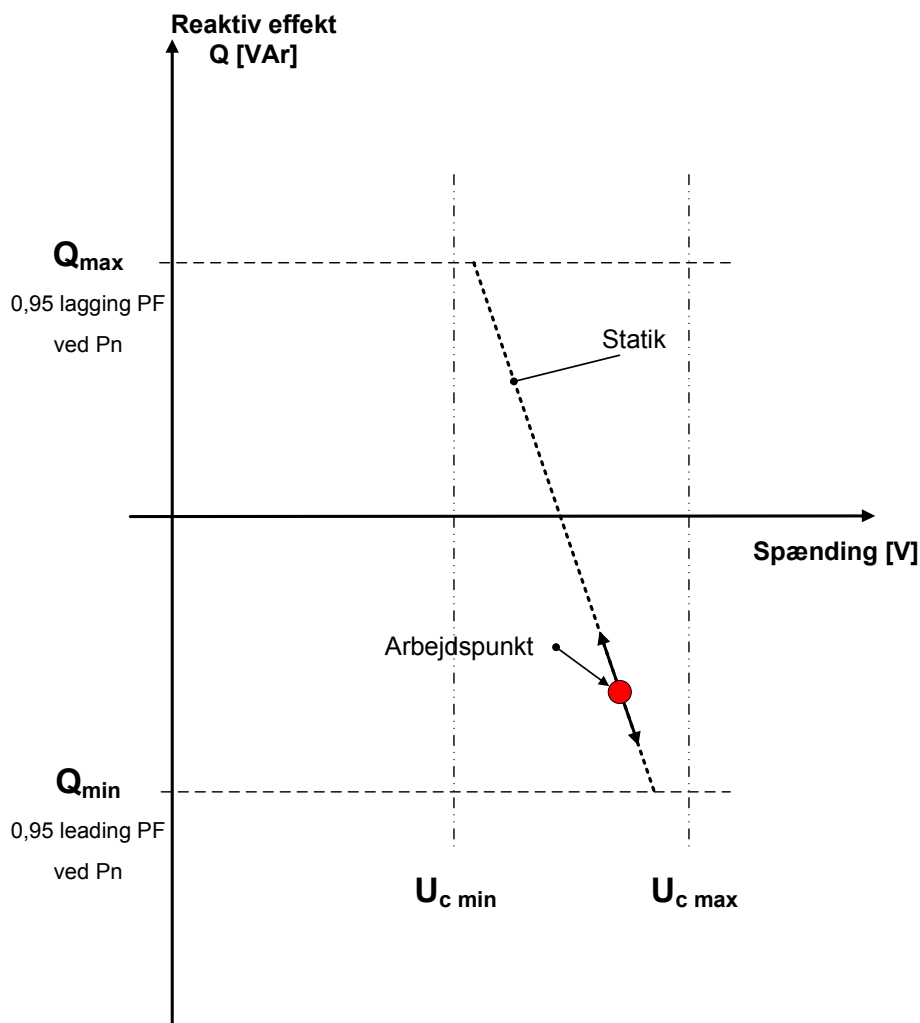
For reguleringsfunktionen gælder, at nøjagtigheden for den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, maksimalt må afvige 0,5 % af U_C over en periode på 1 minut.

Statikken for *spændingsregulering* skal kunne indstilles til en værdi i området mellem 2 og 12 %. Den specifikke indstilling af *statikken* skal aftales mellem *anlægsejer* og *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed*.

Standardværdi for indstillinger 4 %.

En skitse over konceptet i en *spændingsregulering* er vist på Figur 14.

Den overordnede koordinering af spændingen varetages af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed*.



Figur 14 Spændingsregulering for et batterianlæg.

5.3.3.1 Batterianlæg kategori A1, A2 og B

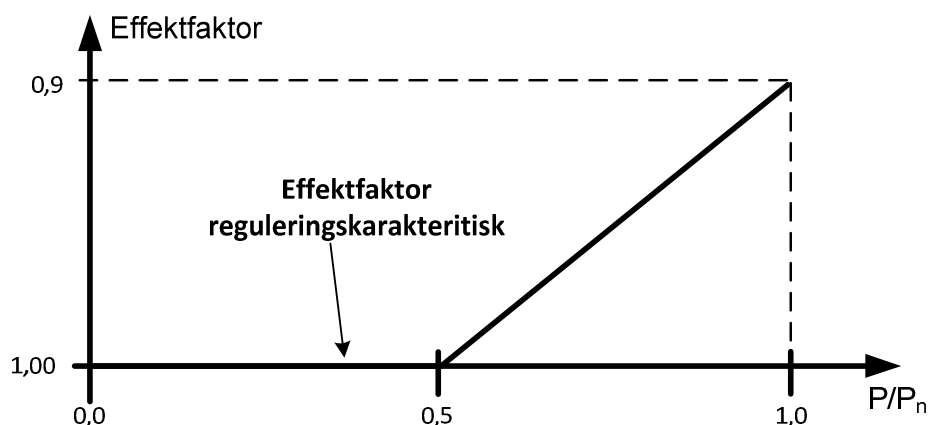
Batterianlæg i kategori A1, A2 og B skal ikke have funktionen spændingsregulering.

5.3.3.2 Batterianlæg kategori C og D

Batterianlæg i kategori C og D skal have funktionen spændingsregulering.

5.3.4 Automatisk effektfaktorregulering

Automatisk effektfaktorregulering er en funktion, der automatisk aktiverer/deaktiverer effektfaktorreguleringen ved veldefinerede spændingsniveauer i spændingsreferencepunktet. Princippet i den automatiske effektfaktorregulering er illustreret i Figur 15.



Figur 15 Automatisk effektfaktorregulering for et batterianlæg.

Standardindstillingen for den *automatiske effektfaktorregulering (PF)* er givet ved følgende tre støttepunkter med lineær interpolation imellem dem:

- 1: $P/P_n = 0,0$, $PF = 1,00$
- 2: $P/P_n = 0,5$, $PF = 1,00$
- 3: $P/P_n = 1,0$, $PF = 0,90$

Aktiveringsniveau for funktionen er normalt 105 % af *nominel spænding*, og deaktiveringsniveauet er normalt 100 % af *nominel spænding*. Aktiverings-/deaktiveringsniveau skal være regulerbare via setpunkter.

Funktionen skal som udgangspunkt være deaktiveret og kun aktiveres efter aftale med *elforsyningsvirksomheden*.

5.3.4.1 Batterianlæg kategori A1 og A2

Batterianlæg i kategori A1 og A2 skal have funktionen *automatisk effektfaktorregulering*.

5.3.4.2 Batterianlæg kategori B, C og D

Batterianlæg i kategori B, C og D skal ikke have funktionen *automatisk effektfaktorregulering*.

5.3.5 Krav til anlægsegenskaber af reaktiv effekt

Et *batterianlæg* skal som minimum have de specificerede reaktive effektregeringsfunktioner som fremgår af Tabel 16.

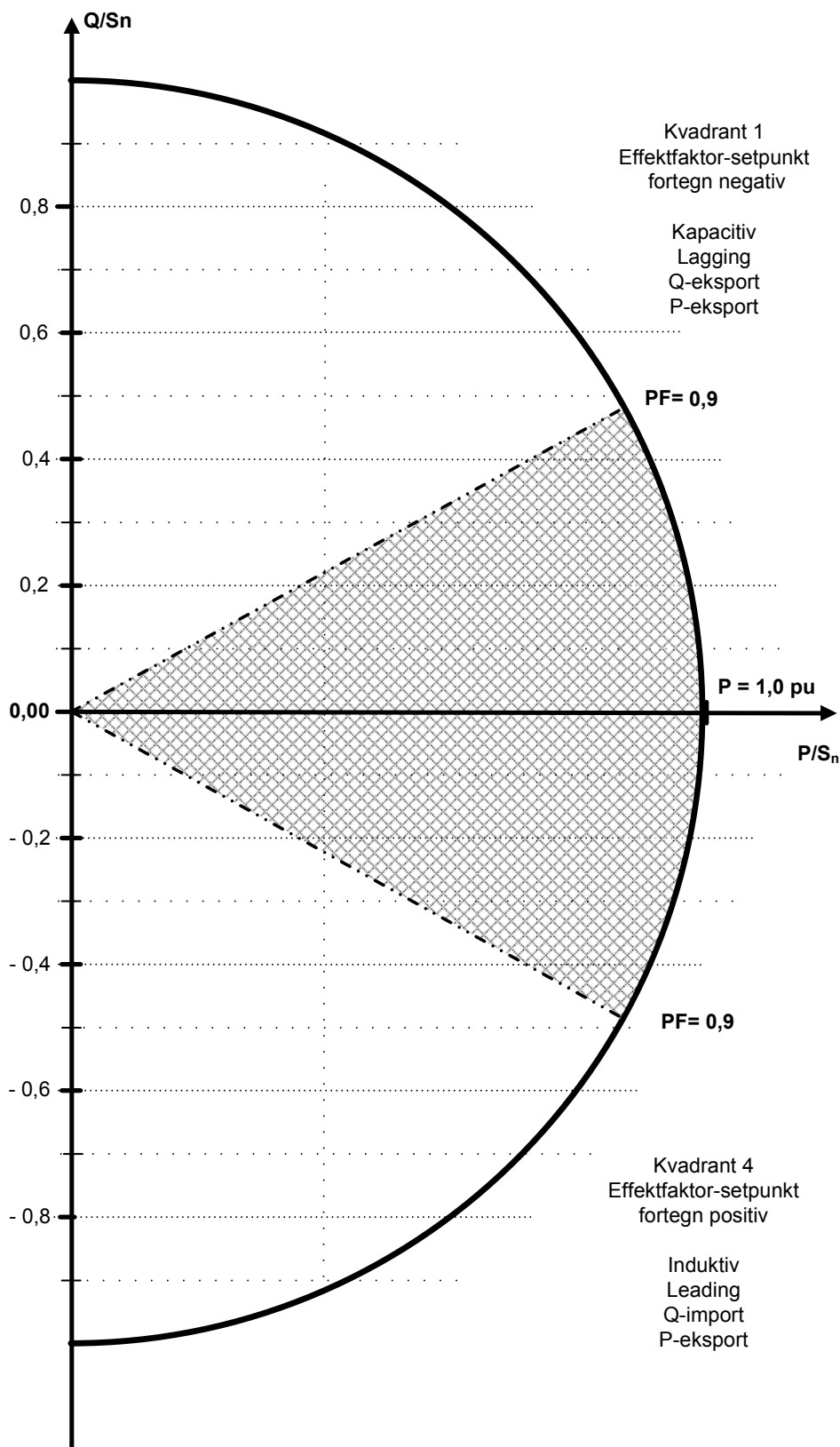
Batterianlægget skal være designet således, at arbejds punktet til enhver tid kan beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område vist i de relevante figurer for de forskellige *anlægskategorier*.

5.3.5.1 Batterianlæg kategori A1, A2 og B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normale driftsforhold i afsnit 3.2 skal *batterianlægget*, med mindre andet er aftalt med *elforsyningsvirksomheden*, som standard følge en *effektfaktor* på 1,00.

Batterianlæggets arbejds punkt skal til enhver tid kunne beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område vist i Figur 16. Der er ingen krav til præcision og nøjagtighed for *effektfaktoren*, når den tilsyneladende effekt er under 20 % af *nominel effekt*.

Når *batterianlægget* er udkoblet, eller ikke leverer eller optager aktiv effekt, kræves ikke nogen kompensering for den reaktive effekt fra *anlægsinfrastrukturen*.



Figur 16 Krav til levering af reaktiv effekt ved arbejds punkter mindre end P_n ($P_{leveret}$) for batterianlæg i kategori A1, A2 og B.

5.3.5.2 Batterianlæg kategori C

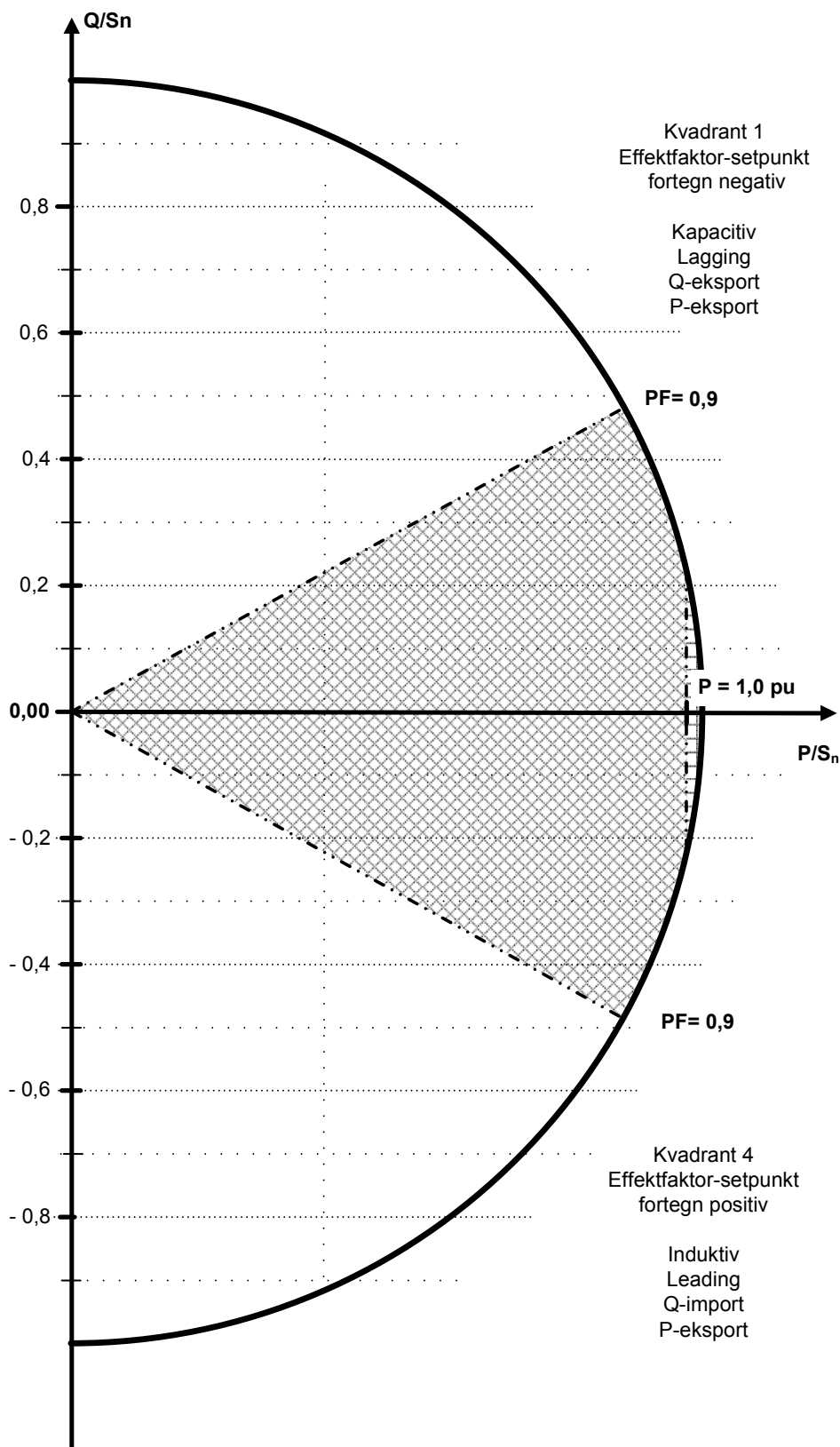
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normal driftsforhold i afsnit 3.3 skal *batterianlægget* have reguleringsfunktioner som specificeret i Tabel 16.

Batterianlæggets arbejds punkt skal til en hver tid kunne beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område vist i Figur 17. Der er ingen krav til præcision og nøjagtighed for *effekt faktoren*, når den tilsyneladende effekt er under 20 % af *nominel effekt*.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *opsamlingsnettets* reaktive effekt i situationer, hvor *batterianlægget* er udkoblet eller ikke optager eller leverer aktiv effekt.

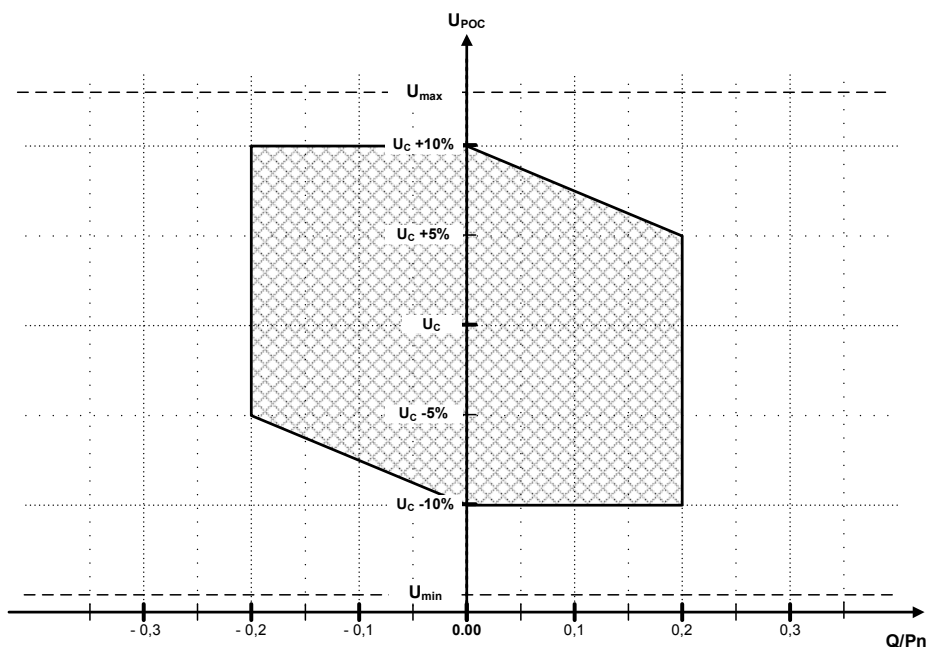
Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 17 Krav til levering af reaktiv effekt ved arbejdspunkter mindre end P_n (P_{leveret}) for batterianlæg i kategori C.

Når *batterianlægget* optager aktiv effekt fra det *kollektive elforsyningsnet* skal *batterianlægget* følge en *effektfaktor* på 1.

Den reaktive effekt skal ved nominal aktiv effekt (P_{leveret}), kunne leveres i spændingsområdet angivet i nedenstående figur.



Figur 18 Krav til levering af reaktiv effekt ved P_n (P_{leveret}) som funktion af spændingen i POC for batterianlæg i kategori C.

5.3.5.3 Batterianlæg kategori D

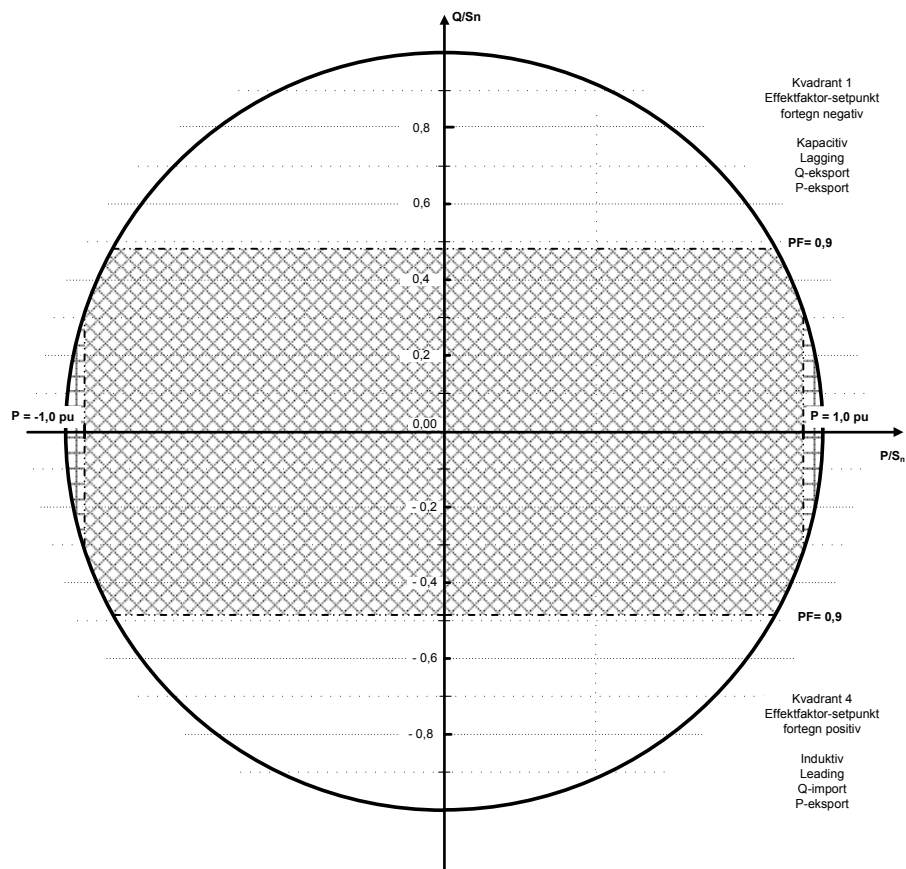
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til normale driftsforhold i afsnit 3.2 skal *batterianlægget* have reguleringsfunktioner som specificeret i Tabel 16.

Batterianlægget arbejds punkt skal til enhver tid kunne beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område vist i Figur 19.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

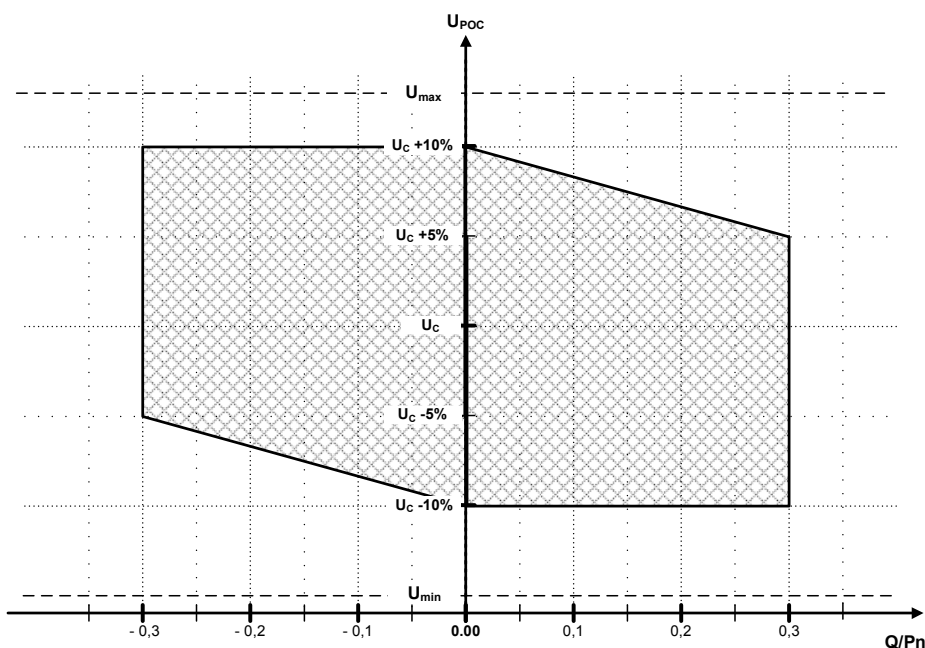
Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *opsamlingsnettets* reaktive effekt i situationer, hvor *batterianlægget* er udkoblet eller ikke optager eller leverer aktiv effekt.

Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 19 Krav til levering af reaktiv effekt ved arbejdspunkter mindre end P_n (P_{optage} og P_{levere}) for batterianlæg i kategori D.

Den reaktive effekt skal ved nominal aktiv effekt kunne leveres i spændingsområdet angivet i nedenstående figur.



Figur 20 Krav til levering af reaktiv effekt ved P_n (P_{optage} og P_{levere}) som funktion af spændingen i POC for batterianlæg i kategori D.

5.4 Systemværn

Systemværn er ikke et minimumskrav for opnåelse af nettilslutning i det kollektive elforsyningsnet, men et krav, som batterianlægget kan blive pålagt af den systemansvarlige virksomhed, afhængigt af tilslutningspunktets placering i det kollektive elforsyningsnet og/eller størrelsen af batterianlægget.

Systemværn er en hjælpefunktion i forbindelse med opretholdelse af system- og forsyningssikkerhed og er derfor ikke en normaldriftsreguleringsfunktion.

Systemværn er en anlægsfunktionalitet, der på baggrund af en ordre modtaget fra den systemansvarlige virksomhed, eller et autonomt signal fra et eller flere relæer installeret i det kollektive elforsyningsnet, meget hurtigt skal kunne regulere batterianlæggets aktive effekt til et eller flere foruddefinerede setpunkter. Aktiv effekt er både P_{levere} og P_{optage} .

5.4.1 Anlæg kategori A1, A2 og B:

Der stilles ingen krav til systemværn for batterianlæg i kategori A1, A2 og B.

5.4.2 Anlæg kategori C og D:

Et batterianlæg i kategori C og D skal være udstyret med et systemværn, der kan regulere den aktive effekt leveret fra batterianlægget til et eller flere foruddefinerede setpunkter. Setpunkterne fastlægges af elforsyningsvirksomheden ved idriftsættelsen.

Batterianlægget skal have mulighed for minimum fem forskellige konfigurerbare reguleringstrin.

Som standardværdier anbefales følgende reguleringstrin:

1. Til 70 % af *nominel effekt*
2. Til 50 % af *nominel effekt*
3. Til 40 % af *nominel effekt*
4. Til 10 % af *nominel effekt*
5. Til 0 % af *nominel effekt*, dvs. *batterianlægget* er stoppet, men ikke afkoblet fra nettet.

For reguleringsfunktionen gælder, at nøjagtigheden for en fuldført eller en kontinuerlig regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, maksimalt må afvige 1 % af setpunktet af *effektfaktoren* over en periode på 1 minut.

5.5 Prioritering af reguleringsfunktioner

De enkelte reguleringsfunktioner i et *batterianlæg* skal have en indbyrdes prioritering.

Reguleringsfunktion med prioritet 1 har præference foran prioritet 2, osv.

Prioriteringen er følgende:

1. Beskyttelsesfunktioner, jf. afsnit 6
2. *Frekvensrespons*, jf. afsnit 5.2.1
3. *Frekvensregulering*, jf. afsnit 5.2.2
4. Begrænsningsfunktioner, jf. afsnit 5.2.3.

6. Beskyttelse

6.1 Generelt

Beskyttelse af et *batterianlæg* skal dels beskytte *batterianlægget* og dels være med til at sikre stabilitet i *det kollektive elforsyningsnet*.

Det er *anlægsejers* ansvar, at *batterianlægget* dimensioneres og udstyres med de nødvendige beskyttelsesfunktioner, så *batterianlægget*:

- sikres mod skader som følge af fejl og hændelser i *det kollektive elforsyningsnet*
- beskyttes mod udkoblinger i ikke-kritiske situationer for *batterianlægget* sikrer *det kollektive elforsyningsnet* i videst muligt omfang mod uønskede påvirkninger fra *batterianlægget*

Elforsyningsvirksomheden eller den *systemansvarlige virksomhed* kan kræve indstillingsværdierne for beskyttelsesfunktioner ændret efter idriftsættelsen, hvis det vurderes at have betydning for driften af *det kollektive elforsyningsnet*.

Ændringen må dog ikke føre til, at *batterianlægget* udsættes for påvirkninger fra *det kollektive elforsyningsnet*, der ligger uden for de designmæssige krav angivet i afsnit 3.

Efter en udkobling af et *batterianlæg* på grund af en fejl i *det kollektive elforsyningsnet* må *batterianlægget* tidligst indkoble automatisk tre minutter efter, at spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold angivet i afsnit 3.2.

Et *batterianlæg*, der forud for en fejl i *det kollektive elforsyningsnet* var udkoblet af et eksternt signal, må ikke indkobles, før det eksterne signal er fjernet, og spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold angivet i afsnit 3.2.

Det påhviler *elforsyningsvirksomheden*, på anfordring fra *anlægsejer*, at oplyse den største og mindste kortslutningsstrøm, der kan forventes i *nettilslutningspunktet*, samt andre oplysninger for *det kollektive elforsyningsnet*, som er nødvendige for at fastlægge *batterianlæggets* beskyttelsesfunktioner.

Ud over relæbeskyttelser skal der etableres beskyttelse specielt rettet mod interne fejl i *batterianlægget* eller installationen, herunder kortslutninger etc. Denne beskyttelse må ikke udkoble *batterianlægget* ved kortslutninger eller omlægninger i nettet.

Beskyttelsen skal ved indre fejl i *batterianlægget* være selektiv med netbeskyttelsen; det vil sige, at f.eks. kortslutninger i *batterianlægget* skal være udkoblet inden for 100 ms.

6.2 Central beskyttelse

For *batterianlæg* i kategori B, C og D kan kræves en fælles central netbeskyttelsesenhed i *nettilslutningspunktet i installationen (PCI)* for den batterienhed,

hvis vekselretterens indstillinger ikke kan dokumenteres eller ikke overholder kravene i afsnit 6.

Netvirksomheden afgør, om der skal forefindes en central netbeskyttelse foran den batterienhed og dens konfigurerede indstillinger.

6.3 Krav til beskyttelsesindstillinger

Batterianlæggets beskyttelsesfunktioner og tilhørende indstillinger skal være som angivet i de følgende underafsnit. Kun efter tilladelse fra *elforsyningsvirksomheden* må der anvendes indstillinger, der afviger fra de krævede indstillingsværdier, i tilfælde af fx problemer med lokale overspændinger.

Alle indstillinger er angivet som RMS-værdier.

Batterianlægget skal udkobles, hvis et målesignal afviger mere fra dets nominelle værdi end indstillingen.

Den oplyste funktionstid er den måletid, hvor udløsebetingelsen konstant skal være opfyldt, før beskyttelsesfunktionen må afgive udløsesignal.

Anvendelsen af vektorspringsrelæer som beskyttelsesfunktion mod \emptyset -drift/netudfald er ikke tilladt.

Batterianlæggets nominelle spænding forudsættes fastlagt på lavspændingssiden af *anlægstransformereren*. Ved treviklingstransformere er det den *nominelle spænding* for den lavspændingsvikling, som *batterianlægget* er tilkoblet.

Måles spændingen på højspændingssiden, skal indstillingsværdien bestemmes ved at omregne den *nominelle spænding* på lavspændingssiden til *anlægstransformerens* højspændingsside.

Spænding og frekvens skal måles på alle tre faser som yderspænding.

Hvis målepunktet er placeret på lavspændingssiden af *anlægstransformereren*, kan spændingen alternativt måles imellem de tre faser og nul.

Frekvens skal måles samtidigt på alle tre faser.

6.3.1 Batterianlæg kategori A1 og A2

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet værdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,85 \cdot U_n$	V	10...60	s	50 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0,80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	200 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52,0	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47,0	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms	80 ms

***) En af de specificerede funktioner skal være implementeret.

Tabel 17 Krav til batterianlæg kategori A1 og A2.

6.3.2 Batterianlæg kategori B

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet værdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Underspænding (trin2)***)	$U_{<<}$	$0,80 \cdot U_n$	V	50...1500	ms	200 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring***)	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms	80 ms

***) En af de specificerede funktioner skal være implementeret.

Tabel 18 Krav til batterianlæg kategori B.

6.3.3 Batterianlæg kategori C

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Anbefalet værdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	50 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$	$0,80 \cdot U_n$	V	1500	ms	1500 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms	80 ms

Tabel 19 Krav til batterianlæg kategori C.

Det skal sikres, at *batterianlægget* lever op til kravene specificeret i afsnit 6, og at beskyttelsen ikke forhindrer *batterianlægget* i at leve op til de øvrige krav i denne forskrift.

De fastlagte relæindstillinger, som har betydning for driften af det *kollektive elforsyningsnet*, skal godkendes af den *systemansvarlige virksomhed* og den *elforsyningsvirksomhed*, i hvis net *batterianlægget* er tilsluttet.

6.3.4 Batterianlæg kategori D

For *batterianlæg* i kategori D er *anlægsejeren* ansvarlig for, at der bliver gennemført stabilitets- og selektivitetsundersøgelser med henblik på fastlæggelse af *anlægsheden*s beskyttelse.

Med undersøgelsen skal det sikres, at *batterianlægget* lever op til kravene specificeret i afsnit 6, og at beskyttelsen ikke forhindrer *batterianlægget* i at leve op til de øvrige krav i denne forskrift.

De fastlagte relæindstillinger, som har betydning for driften af det *kollektive elforsyningsnet*, skal godkendes af den *systemansvarlige virksomhed* og den *elforsyningsvirksomhed*, i hvis net *batterianlægget* er tilsluttet.

7. Udveksling af signaler og datakommunikation

Af hensyn til driften af det *kollektive elforsyningsnet* skal *batterianlægget* i *batterianlæggets* kommunikationsgrænseflade være forberedt til signaludveksling imellem *anlægsoperatøren* og *elforsyningsvirksomheden* i overensstemmelse med denne forskrift.

7.1 Krav til målinger

Specifikke krav til installeret måleudstyr og målenøjagtighed, der skal være til rådighed, for at et *batterianlæg* kan blive tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, er nærmere specificeret i følgende forskrifter:

1. Forskrift D1 "Afregningsmåling" [ref. 12]
2. Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 13]
3. Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måledata til systemdriftsformål" [ref. 10].

Opfyldelse af ovennævnte forskrifter skal af måleransvarlig kontrolleres som en del af de kontrolpunkter og test, der er grundlag for en endelig godkendelse af nettilslutningen.

De gældende forskrifter er tilgængelige i nyeste version på den *systemansvarlige virksomheds* hjemmeside www.energinet.dk.

7.2 Datakommunikation

For et *batterianlæg* skal informationsudvekslingen som minimum være implementeret med en protokolstak, som specificeret i IEC 61850 serien [ref. 14]. Protokolstakken skal udføres, så *batterianlægget* som minimum kan kommunikere med to overordnede enheder (mastere) i master-slave konfiguration.

Datakommunikation med *batterianlægget* skal være til rådighed for *elforsyningsvirksomheden*, som angivet på Figur 2 eller Figur 3 i kommunikationsgrænsefladen for *batterianlægget* benævnt *PCOM*.

Informationer, målesignaler og aktiveringsmuligheder, som specificeret i dette afsnit, skal etableres og være til rådighed for de respektive aktører, som specificeret for de enkelte størrelser af anlæg i nedenstående afsnit.

Aktivering af de enkelte funktioner i *batterianlæggene* og konfiguration af de specifikke parametre skal opfylde kravene angivet i Teknisk forskrift 5.8.1 [ref. 10].

De specifikke krav til omfang af informationer og signaler er specificeret i nedenstående afsnit for de enkelte *anlægskategorier*.

7.2.1 Batterianlæg kategori A1 og A2

For *batterianlæg* i kategori A1 og A2 kræves ikke online kommunikation. Et *batterianlæg* i kategori A1 og A2 skal være forberedt til at modtage eksterne signaler for "Stop" af drift og "Frigivet til start".

Batterianlægget må starte drift igen, når betingelserne for normale driftsforhold, angivet i afsnit 3.2, er opfyldt, og "Frigivet til start" er modtaget.

Signaludveksling skal være tilgængelig via en klemrække eller på *PCOM*-grænsefladen og skal som minimum omfatte følgende signaler:

Signal #	Signalbetegnelse
Signal	Stopsignal
Signal	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 20 Krav til informationsudveksling med et batterianlæg i kategori A.

7.2.2 Batterianlæg kategori B

For *batterianlæg* i kategori B kræves ikke online kommunikation.

Et *batterianlæg* i kategori B skal være forberedt til at modtage eksterne signaler for "Stop" af drift og "Frigivet til start".

Batterianlægget må starte drift igen, når betingelserne for normale driftsforhold, angivet i afsnit 3.2.1, er opfyldt, og "Frigivet til start" er modtaget.

Signaludveksling skal være tilgængelig via en klemrække eller på *PCOM*-grænsefladen og skal som minimum omfatte følgende signaler:

Signal #	Signalbetegnelse
Status	Nettilslutningsafbryder i <i>POC</i>
Måling	Aktiv effekt kW – leveret i <i>POC</i>
Setpunkt	Aktiv effekt kW – setpunkt for aktiv effekt
Måling	Reaktiv effekt– import/export i <i>POC</i>
Status	Frekvensrespons – startfrekvens for frekvensrespons ved overfrekvens – f_2
Signal	Stopsignal
Signal	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 21 Krav til informationsudveksling med et batterianlæg i kategori B

7.2.3 Batterianlæg kategori C og D

For *batterianlæg* i kategori C og D kræves online kommunikation.

Korrekte målinger og datakommunikation skal kunne opretholdes under alle forhold, herunder situationer med driftsstop på anlægget og situationer med spændingsløst net. En lokal backupforsyning skal som minimum sikre en logning af relevante målinger og data samt sikre en kontrolleret nedlukning af anlæggets kontrol- og overvågningssystem. Behov for logning i forbindelse med nedlukning er på minutniveau.

Alle målinger og data, der er relevante for registrering og analyse, skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*. Tidsstempling skal have reference til *UTC* med en opløsning på 10 ms og en nøjagtighed på ± 1 ms eller bedre.

Signaludveksling skal være tilgængelig på *PCOM*-grænsefladen og skal som minimum omfatte følgende signaler:

Signaltype	Signalbetegnelse
Status	Nettilslutningsafbryder i POC
Måling	Aktiv effekt leveret i POC
Måling	Reaktiv effekt – import/eksport i POC
Måling (beregning)	<i>Effektfaktor</i> – beregnet i POC
Måling	Spænding i <i>spændingsreferencepunktet</i>
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-O – aktiver/deaktiver
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-O – aktiveret/ikke aktiveret
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-O – indstillingsværdi – f_2
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-O – værdi – f_2
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-O – indstillingsværdi – <i>statik</i> $f_2 - f_3$
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-O – værdi – <i>statik</i> $f_2 - f_3$
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-U – aktiver/deaktiver
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-U – aktiveret/ikke aktiveret
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-U – indstillingsværdi – f_1
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-U – værdi – f_1
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-U – indstillingsværdi – <i>statik</i> $f_1 - f_6$
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensrespons</i> – LFSM-U – værdi – <i>statik</i> $f_1 - f_6$
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – aktiver/deaktiver
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – aktiveret/ikke aktiveret
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – indstillingsværdi – f_0
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – værdi – f_0
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – indstillingsværdi – f_1
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – værdi – f_1
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – indstillingsværdi – f_3
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – værdi – f_3
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – indstillingsværdi – f_4
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – værdi – f_4
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – indstillingsværdi – f_5
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – værdi – f_5
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – indstillingsværdi – f_6
Status	Aktiv effektregulering – <i>Frekvensregulering</i> – værdi – f_6
Setpunkt	Aktiv effektregulering – Lastregulator (<i>Absolut-effektbegrænser</i>) – aktiver/deaktiver
Status	Aktiv effektregulering – Lastregulator (<i>Absolut-effektbegrænser</i>) – aktiveret/ikke aktiveret
Setpunkt	Aktiv effektregulering – Lastregulator (<i>Absolut-effektbegrænser</i>) – ønsket aktiv effekt i POC
Status	Aktiv effektregulering – Lastregulator (<i>Absolut-effektbegrænser</i>) – ønsket aktiv effekt i POC
Setpunkt	Aktiv effektregulering – <i>Gradient-effektbegrænser</i> – aktiver/deaktiver
Status	Aktiv effektregulering – <i>Gradient-effektbegrænser</i> – aktiveret/ikke aktiveret

Setpunkt	Aktiv effektregulering - <i>Gradient-effektbegrænser</i> - gradient for op-/nedregulering
Status	Aktiv effektregulering - <i>Gradient-effektbegrænser</i> - gradient for op-/nedregulering
Setpunkt	Aktiv effektregulering - Systemværn - aktiver/deaktiver
Status	Aktiv effektregulering - Systemværn - aktiveret/ikke aktiveret
Setpunkt	Aktiv effektregulering - Systemværn - setpunkt
Setpunkt	Reaktiv effektregulering - <i>Q-regulering</i> - aktiver/deaktiver
Status	Reaktiv effektregulering - <i>Q-regulering</i> - aktiveret/ikke aktiveret
Setpunkt	Reaktiv effektregulering - <i>Q-regulering</i> - indstillingsværdi - ønsket reaktiv effekt i <i>POC</i>
Status	Reaktiv effektregulering - <i>Q-regulering</i> - værdi - ønsket reaktiv effekt i <i>POC</i>
Setpunkt	Reaktiv effektregulering - <i>Effektfaktorregulering</i> - aktiver/deaktiver
Status	Reaktiv effektregulering - <i>Effektfaktorregulering</i> - aktiveret/ikke aktiveret
Setpunkt	Reaktiv effektregulering - <i>Effektfaktorregulering</i> - indstillingsværdi - ønsket <i>effektfaktor</i> i <i>POC</i>
Status	Reaktiv effektregulering - <i>Effektfaktorregulering</i> - værdi - ønsket <i>effektfaktor</i> i <i>POC</i>
Setpunkt	Reaktiv effektregulering - <i>Spændingsregulering</i> - aktiver/deaktiver
Status	Reaktiv effektregulering - <i>Spændingsregulering</i> - aktiveret/ikke aktiveret
Status	Reaktiv effektregulering - <i>Spændingsregulering</i> - værdi - <i>statik</i> for <i>spændingsregulering</i>
Setpunkt	Reaktiv effektregulering - <i>Spændingsregulering</i> - indstillingsværdi - ønsket spænding i <i>spændingsreferencepunktet</i>
Status	Reaktiv effektregulering - <i>Spændingsregulering</i> - værdi - ønsket spænding i <i>spændingsreferencepunktet</i>
Signal	Stopsignal
Signal	Frigivet til start

Tabel 22 Krav til informationsudveksling med et batterianlæg i kategori C og D

7.3 Registrering af fejlhændelser

Kravene om registrering af hændelsesforløb ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet* er herunder specificeret for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.

Registreringen skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan opsættes til, som minimum, at logge relevante hændelser for nedennævnte signaler i *nettilslutningspunktet* ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer installerer i *nettilslutningspunktet* et logningsudstyr, der som minimum registrerer:

- Spænding for hver fase for *batterianlægget*
- Strøm for hver fase for *batterianlægget*
- Aktiv effekt for *batterianlægget* (kan være beregnede størrelser)
- Reaktiv effekt for *batterianlægget* (kan være beregnede størrelser)
- Frekvens for *batterianlægget* (kan være beregnede størrelser)

Logning skal udføres som sammenhængende tidsserier af måleværdier fra 10 sekunder før hændelse til 60 sekunder efter hændelsestidspunktet.

Minimum samplefrekvens for alle fejllogninger skal være 1 kHz.

De specifikke opsætninger af hændelsesbaseret logning aftales med den *systemansvarlige virksomhed* ved opstart af *batterianlægget*.

Alle målinger og data (måledata), der skal opsamles iht. Teknisk forskrift 5.8.1, skal logges med en tidsstempling og en præcision og nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*. Tidsstempling af hændelser og data skal have reference til *UTC* med en nøjagtighed på 10 ms eller bedre.

Logninger skal arkiveres i minimum tre måneder fra fejlsituationen, dog maksimalt op til 100 hændelser.

Elforsyningsvirksomheden skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer i *COMTRADE*-format [ref. 31].

7.3.1 Batterianlæg i kategori A1, A2, B og C

Der er ingen krav om registrering af hændelsesforløb ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet* for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B og C.

7.3.2 Batterianlæg i kategori D

Kravene om registrering af hændelsesforløb ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet* er gældende for *batterianlæg* i kategori D.

7.4 Rekvirering af måledata og dokumentation

Kravene gælder for *batterianlæg* i kategori D.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* skal til enhver tid kunne rekvirere relevante oplysninger om et *batterianlæg*.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal i op til tre måneder tilbage i tid kunne rekvirere de indsamlede måledata og fejlskriverdata for *batterianlægget*.

Det skal ske efter målinger og/eller beregninger, som er specificeret af *elforsyningsvirksomheden* eller den *systemansvarlige virksomhed*.

8. Verifikation og dokumentation

Det er *anlægsejerens* ansvar, at *batterianlægget* overholder den tekniske forskrift, og at dokumentere at kravene overholdes.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at et *batterianlæg* opfylder bestemmelserne i denne forskrift.

Den krævede dokumentation af *batterianlæg* er specificeret i de følgende afsnit, som er opdelt efter den samlede *nominelle effekt* i *nettilslutningspunktet*.

Dokumentationspakke skal fremsendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den generelle proces omkring nettilslutning, godkendelse og udstedelse af en endelig driftstilladelse for et *batterianlæg* er følgende:

Batterianlæg i kategori A1, A2 og B:

1. *Elforsyningsvirksomheden* anviser *anlægsejer* et *POC*, og tilladelse til installation samt midlertidig driftstilladelse udstedes.
2. Dokumentationen indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.
3. *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår og godkender dokumentationen og afklarer eventuelle mangler. Der tildeles en midlertidig driftstilladelse, når den foreløbige dokumentation kan godkendes.
4. Når dokumentationen er godkendt, kan den endelige driftstilladelse udstedes.

Batterianlæg i kategori C og D:

1. *Elforsyningsvirksomheden* anviser *anlægsejer* et *POC*, og tilladelse til installation samt midlertidig driftstilladelse udstedes. I forbindelse med anvisning af *POC* informerer *elforsyningsvirksomheden* den *systemansvarlige virksomhed* om den forventede nettilslutning
2. Dokumentationen indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.
3. *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår dokumentationen og afklarer eventuelle mangler.
4. *Elforsyningsvirksomheden* sender dokumentationen i elektronisk form til den *systemansvarlige virksomhed*.
5. Den *systemansvarlige virksomhed* gennemgår og godkender dokumentationen for *batterianlægget*.
6. Den *systemansvarlige virksomhed* udsteder en skriftlig godkendelse af dokumentationspakken for *batterianlægget*.

7. Når dokumentationen er godkendt, kan den endelige driftstilladelse udstedes.

8.1 Krav til dokumentation

Krav til omfang af dokumentation for de forskellige *anlægskategorier* er angivet i nedenstående tabel.

Kategori Dokumentation	A1	A2	B	C	D
Leverandørreklæring	X	X	X	X	X
Beskyttelsesfunktioner	X	X	X	X	X
Enstregsskema	X	X	X	X	X
Elkvalitet	X	X	X	X	X
Spændingsdyk			-	X	X
PQ-diagram			-	X	X
Signalliste			-	X	X
Dynamisk simuleringsmodel			-	X	X
Verifikationsrapport			-	X	X

X: Dokumentation skal leveres som beskrevet i dette afsnit.

Tabel 23 Krav til dokumentation for anlægskategorier.

8.1.1 Leverandørreklæring

I en leverandørreklæring skriver leverandøren under på, at det specifikke anlæg overholder alle krav specificeret i TF 3.3.1.

8.1.2 Beskyttelsesfunktioner

Med dokumentation af beskyttelsesfunktioner menes en liste over de aktuelle relæopsætninger på verifikationstidspunktet. Disse værdier skal anføres i dokumentationen.

8.1.3 Enstregsskema

Med et enstregsskema menes en tegning, der viser de i *batterianlægget* anvendte hovedkomponenter samt deres indbyrdes elektriske forbindelser. Placering af beskyttelsesfunktioner og målepunkter skal som minimum fremgå af skemaet.

8.1.4 Elkvalitet

Med elkvalitet menes en samling af parametre, som karakteriserer kvaliteten af den leverede elektricitet. I verifikationsrapporten skal dokumenteres, hvordan kravene i afsnit 4 er overholdt.

8.1.5 Spændingsdyk

Med spændingsdyk menes *batterianlæggets* evne til at forblive tilkoblet elsystemet under et spændingsdyk. *Batterianlæggets* evne til at forblive tilkoblet elnettet skal dokumenteres med den leverede elektriske simuleringsmodel. Alternativt leverer man data fra typetest, som efterviser at kravene er overholdt. Simuleringer med modellen skal vise, at kravene i afsnit 3.3.1 er overholdt.

8.1.6 PQ-diagram

Med begrebet PQ-diagram menes en figur, som illustrerer *batterianlæggets* egenskaber og evne til at levere reaktiv effekt som funktion af *batterianlæggets* evne til at levere aktiv effekt. Målinger skal vise, at kravene i afsnit 5.3 er overholdt. Alternativt leverer man data fra typetest, som efterviser at kravene er overholdt.

8.1.7 Signalliste

Signallisten er en liste over de signaler/informationer, der skal udveksles imellem de aktører, der styrer og overvåger et *anlæg*. Dokumentation for, at signallerne specificeret i afsnit 7.2 findes på *PCOM*-grænsefladen, skal leveres som en del af verifikationsrapporten.

8.1.8 Dynamisk simuleringsmodel

Med en dynamisk simuleringsmodel menes en modellering af *batterianlæggets* elektriske egenskaber og begrænsninger. Den elektriske simuleringsmodel skal overholde kravene specificeret i afsnit 9.

8.1.9 Verifikationsrapport

Med en verifikationsrapport menes en rapport over gennemførte test, som efterviser, at de krævede funktioner er implementeret, og at funktionen fungerer som forventet med de opsatte parametre.

8.1.10 Batterianlæg kategori A1 og A2

Batterianlægget kan være opført på *positivlisten*.

Kravene til dokumentation for *batterianlæg* i kategori A1 og A2 er inddelt i de følgende underafsnit.

8.1.10.1 Dokumentation for batterianlæg, der er optaget på positivlisten

Er *batterianlægget* optaget på *positivlisten*, skal nedenstående dokumentation sendes til *elforsyningsvirksomheden* til godkendelse:

- Fra bilag B1.1 Bilag i udfyldt stand: B1.1.1. , B1.1.2. , B1.1.5.1. B1.1.5.2. B1.1.5.4. B1.1.5.5. B1.1.5.7. B1.1.5.8. B1.1.5.10. B1.1.5.13. , B1.1.6.1. B1.1.7.1.

8.1.10.2 Dokumentation for batterianlæg, der ikke er optaget på positivlisten

Er *batterianlægget* ikke optaget på *positivlisten*, skal følgende dokumentation senest tre måneder før idriftsættelsestidspunkt sendes til *elforsyningsvirksomheden* til godkendelse:

- Bilag 1 (B1.1) i udfyldt stand, suppleret med følgende dokumenter:
 1. CE-overensstemmelseserklæring
 2. Teknisk dokumentation som dokumenterer, at svar afgivet i bilag 1 (B1.1) er korrekte.

8.1.10.3 Optagelse af anlæg og anlægskomponenter på positivlisten

Ønskes *batterianlægget* optaget på *positivlisten*, skal dokumentationen krævet under afsnit 8.1.10.2 sendes til positivlister@danskenergi.dk.

Processen for at blive optaget på *positivlisten* er beskrevet på Dansk Energis hjemmeside: www.danskenergi.dk/positivlister

8.1.11 Batterianlæg kategori B

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *batterianlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder før idriftsættelsestidspunkt. Den krævede dokumentation fremgår af Tabel 23.

8.1.12 Batterianlæg kategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *batterianlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest:

- seks måneder **før** idriftsættelsestidspunkt ved *nominel effekt* ≥ 10 MW
- tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt ved *nominel effekt* < 10 MW

Anlægsejer skal fra projekteringsfasen til verifikationsfasen løbende orientere den *systemansvarlige virksomhed*, hvis de foreløbige anlægsdata ikke længere kan antages at repræsentere det endeligt idriftsatte *batterianlæg*.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *anlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*. Den krævede dokumentation fremgår af Tabel 23

8.1.13 Batterianlæg kategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *batterianlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tolv måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Anlægsejer skal fra projekteringsfasen til verifikationsfasen løbende orientere den *systemansvarlige virksomhed*, hvis de foreløbige anlægsdata ikke længere kan antages at repræsentere det endeligt idriftsatte *batterianlæg*.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *batterianlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*. Den krævede dokumentation fremgår af Tabel 23.

9. Simuleringsmodel

Til analyseformål af det *kollektive elforsyningsnet* har den *systemansvarlige virksomhed* behov for løbende at vedligeholde og udbygge simuleringsmodellerne i henhold til nettilslutning af nye *anlæg*.

Simuleringsmodellerne benyttes til analyser af transmissions- og distributionsnettets statiske og dynamiske forhold, herunder stabilitet.

Anlægsejer skal fra projekteringsfase til verifikationsfase løbende holde den *systemansvarlige virksomhed* opdateret, hvis de foreløbige data ikke længere kan antages at repræsentere det endeligt idriftsatte anlæg.

Anlægsejer skal levere de specificerede simuleringsmodeller til den *systemansvarlige virksomhed*. Den *systemansvarlige virksomhed* er, jf. elforsyningslovens § 84 a, underlagt fortrolighedsforpligtelser i relation til kommercielt følsomme oplysninger.

Simuleringsmodeller kan eventuelt fremsendes direkte fra fabrikanten af *batterianlægget* til den *systemansvarlige virksomhed*.

Anlægsejer er ansvarlig for, at en sådan datafremsendelse finder sted til rette tid og i rette omfang.

9.1 Krav til simuleringsmodeller

Simuleringsmodellen for det samlede *batterianlæg* skal beskrive anlæggets stationære og dynamiske elektriske egenskaber set fra *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal:

- understøttes af modelbeskrivelser, der som minimum indeholder Laplace-domæne overføringsfunktioner, funktionsbeskrivelser af de overordnede moduler i modellen og detaljerede beskrivelser af de enkelte modelkomponenter og tilhørende modelparametre, herunder opsætning og initialisering af simuleringsmodellen samt eventuelle begrænsninger for anvendelsen af denne.
- indeholde samtlige reguleringsfunktioner, som krævet i afsnit 5, modeller for spændingsregulator, etc.
- indeholde samtlige beskyttelsesfunktioner som kan aktiveres ved alle relevante hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*, som krævet i afsnit 6.
- kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i det synkrone system (positiv sekvens).
- kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i de enkelte faser under usymmetriske hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*.
- som minimum kunne benyttes i frekvensområdet fra 47,00 Hz til 52,00 Hz og i spændingsområdet fra 0,0 pu til 1,4 pu.

- kunne beskrive det dynamiske svar fra *et* anlæg i mindst 30 sekunder efter hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*.
- være numerisk stabil og kunne udnytte numeriske ligningsløserne med variabelt tidskridt.
- må ikke anvende tidskridt mindre end 1 ms.

9.2 Verificering af simuleringsmodel

Simuleringsmodellen for det samlede *anlæg* omfattende samtlige reguleringsformer skal verificeres af *anlægsejer*, som krævet i afsnit 5.

Anlægsejer er ansvarlig for al udførelse af test til verificering, herunder måleudstyr, dataloggere og personel.

Den praktiske udførelse af test til verificering skal senest tre måneder inden endelig idriftsættelse af *anlægget* fastlægges i samarbejde med *den systemansvarlige virksomhed*, efter oplæg fra *anlægsejer*.

Anlægsejer skal dokumentere målingerne til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *anlæg* i en rapport, som indeholder detaljerede beskrivelser af hver enkelt test. Måleresultater sammenholdes med de tilsvarende simulerede resultater og dokumenteres i en verifikationsrapport.

Tidsseriemålingerne anvendt til verificering af simuleringsmodellen skal vedlægges verificeringsrapporten i IEEE *COMTRADE*-format.

Den anvendte tidsopløsning på de anvendte målesignaler skal være 1 ms eller bedre.

9.2.1.1 Anlæg kategori A1, A2 og B:

Der kræves ingen simuleringsmodel for *batterianlæg* i kategori A1, A2 og B.

9.2.1.2 Anlæg kategori C og D:

En simuleringsmodel for det samlede *batterianlæg* af kategori C og D skal indleveres til den *systemansvarlige* virksomhed. *Batterianlæg* i kategori C med en nominel effekt under 10 MW er undtaget.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for de anvendte *batterianlæg*, inkl. en eventuel *anlægsregulator*.

Simuleringsmodellen for *anlægsregulatoren* og simuleringsmodellen for det enkelte *batterianlæg* skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de uden videre kan integreres og efterfølgende fremstår som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

På forlangende skal *anlægsejer* levere data for *anlægsinfrastrukturen*.

Bilag 1 Dokumentation

Bilag 1 specificerer kravene til dokumentation for de fem *anlægskategorier*, jf. afsnit 1.2.4:

- A1. *Batterianlæg* til og med 11 kW
- A2. *Batterianlæg* over 11 kW og til og med 50 kW
- B. *Batterianlæg* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Batterianlæg* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Batterianlæg* over 25 MW eller tilsluttet over 100 kV

Dokumentationen, jf. specifikationerne i afsnit 8, sendes elektronisk til *elforsyningsvirksomheden*.

Den tekniske dokumentation skal indeholde konfigurationsparametre og opsætningsdata, som er gældende for batterianlægget på idriftsættelsestidspunktet.

Alle delafsnit i bilaget skal udfyldes for det pågældende anlæg.

Hvis der sker ændring af oplysninger efter idriftsættelsestidspunktet, skal der sendes opdateret dokumentation i henhold til kravene i afsnit 2.2.

Skabelon for Bilag 1 til de forskellige *anlægskategorier* er tilgængelig på Energinet.dk's hjemmeside www.energinet.dk

B1.1. Bilag 1 for batterianlæg

Dokumentationen udfyldes med data for *batterianlægget* på idriftsættelsestidspunktet, og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.1.1. Identifikation

(Gælder for *batterianlæg* i kategori **A1, A2, B, C og D.**)

Anlæg	Beskrivelse af anlægget:
GSRN-nummer	
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Inverter – fabrikat:	
Inverter – model:	
Inverter – nominel effekt:	
Lagermedie – fabrikat:	
Lagermedie – model nr.:	
Lagermedie – energilagerkapacitet, ved nominel invertereffekt i <i>POC</i> : [kW/h]	
Energilager – runtime ved nominel inverter effekt i <i>POC</i> : [kW/h]	

B1.1.2. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser (Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

<i>Batterianlægget</i> er udført for enfaset tilslutning, når hverken P_{no} eller P_{nl} overstiger 3,6 kW.	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
<i>Batterianlægget</i> er udført for trefaset tilslutning, hvis P_{no} eller P_{nl} overstiger 3,6kW.	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
<i>Elforsyningsvirksomheden</i> har fastlagt spændingsniveau for <i>nettilslutningspunktet</i> inden for de angivne grænser som specificeret i Tabel 1, afsnit 3.1.	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
I <i>normaldriftsområdet</i> er den <i>typiske driftsspænding</i> $U_c \pm 10\%$, jf. afsnit 3.2, og frekvensområdet er 47,00 til 52,00 Hz. <i>Batterianlægget</i> kan startes og drives kontinuert i dette område, begrænset af beskyttelsesindstillingerne.	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
<i>Batterianlægget</i> kan tolerere et momentant (80-100 ms) spændingsfasespring på op til 20° i <i>nettilslutningspunktet</i> .	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
<i>Batterianlægget</i> kan tolerere transiente frekvensgradienter på op til $\pm 2,5$ Hz/s i <i>nettilslutningspunktet</i> .	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
<i>Batterianlægget</i> kan efter et spændingsdyk returnere til normal drift senest 5 s efter at driftsforholdene er tilbage i <i>normaldriftsområdet</i> .	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.3. Tolerancer over for spændingsdyk (Gælder for *batterianlæg* i kategori C og D.)

Forbliver <i>batterianlægget</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1, Figur 5?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Leverer <i>batterianlægget</i> reaktiv tillægsstrøm under spændingsdyk som specificeret i afsnit 3.3.1, Figur 6?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Forbliver <i>batterianlægget</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under gentagne fejl, som specificeret i afsnit 3.3.2?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.4. Elkvalitet

Kategori \ Krav	A1	A2	B	C	D
DC-indhold (4.2)	X	X	X	X	X
Asymmetri (4.3)	X	X	X	X	X
Flicker (4.4)	X	X	X	X	X
Harmoniske forstyrrelser (4.5)	X	X	X	X	X
Interharmoniske forstyrrelser (4.6)			X	X	X
Forstyrrelser 2 – 9 kHz (4.7)			X	X	X

Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier

B1.1.4.1. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået, enten ved typetesten for hver af de enheder som *batterianlægget* er sammensat af, eller ved en udviklet emissionsmodel for anlægget.

Er værdierne beregnet/simuleret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er værdierne målt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne så dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Har <i>elforsyningsvirksomheden</i> fastsat emissionsgrænser i <i>nettilslutningspunktet</i> ? (Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori C og D for alle elkvalitetsparametre.) Kravene til <i>batterianlæg</i> af kategori A1 og A2 er anført i optagelseskriterierne for at blive opført på <i>positivlisten</i> for alle elkvalitetsparametre. Kravene til <i>batterianlæg</i> af kategori B findes i forskriften.	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.4.2. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af den <i>nominelle strøm</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.1.4.3. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis <i>batterianlægget</i> består af enfasede elproducerende enheder, er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.4.4. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for <i>batterianlægget</i> under grænseværdien? (Kravene for <i>batterianlæg af kategori B</i> findes i Tabel 5 i forskriften.)	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.1.4.5. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for <i>batterianlægget</i> under grænseværdierne? (Kravene for <i>batterianlæg af kategori B</i> findes i Tabel 6 og 7 i forskriften.) (Kravene for <i>batterianlæg af kategori C og D</i> findes i Tabel 8 i forskriften.)	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.1.4.6. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>interharmoniske forstyrrelser</i> for <i>batterianlægget</i> under grænseværdierne? (Kravene for <i>batterianlæg af kategori B</i> findes i Tabel 10 i forskriften.)	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.1.4.7. Forstyrrelser i frekvensområdet 2-9 kHz

Er kravet for emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz overholdt? (Krav for <i>batterianlæg af kategori B</i> : emission af strømme med frekvenser over 2 kHz må ikke overskride 0,2 % af den <i>nominelle strøm</i> i nogen af de målte frekvensgrupper.)	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.1.5. Styring og regulering

Reguleringsfunktion	A1	A2	B	C	D
Frekvensrespons, LFSM-O (5.2.1.3)	X	X	X	X	X
Frekvensrespons, LFSM-U (5.2.1.5)	-	-	-	X	X
Frekvensregulering (5.2.2) **	-	-	-	X	X
Absolut-effektbegrænser (5.2.3.1)	X	X	X	X	X
Gradient-effektbegrænser (5.2.3.2)	X	X	X	X	X
Q-regulering (5.3.1)*	X	X	X	X	X
Effektfaktorregulering (5.3.2)*	X	X	X	X	X
Automatisk effektfaktorregulering (5.3.2) *	X	X	-	-	-
Spændingsregulering (5.3.3) **	-	-	-	X	X
Systemværn (5.4)	-	-	-	(X)	(X)

Styrings- og reguleringsfunktioner for et batteri.

Alle reguleringsfunktioner i efterfølgende afsnit er med reference i *nettilslutningspunktet*.

Den systemansvarlige virksomhed skal - af hensyn til forsyningssikkerheden - have mulighed for at kunne aktivere eller deaktivere de specificerede reguleringsfunktioner efter nærmere aftale med *anlægsejer*.

Reguleringsfunktioner skal være for enkelte enheder eller for en anlægsregulator.

De aktuelle indstillinger af parametre for reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

B1.1.5.1. Indkobling og synkronisering
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

Inden for det normale driftsområde, kan <i>batterianlægget</i> da startes og producere kontinuerligt, kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Sker indkobling og synkronisering mere end 3 minutter efter at spænding og frekvens er kommet inden for det normale driftsområde?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.5.2. Regulering af aktiv effekt og frekvens
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

<p>Er <i>batterianlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i>?</p> <p>Reguleringen skal påbegyndes senest 2 sekunder efter, at en frekvensændring er konstateret, og være fuldt udreguleret inden for 15 sekunder.</p> <p><i>Frekvensresponsfunktionens</i> frekvenspunkter (knækfrekvenser er angivet i Tabel 11 & Tabel 12 i forskriften), angivet i Figur 9 & 10 i forskriften, skal kunne indstilles til enhver værdi i området 47,00 Hz til 52,00 Hz med en opløsning på maksimalt 10 mHz.</p> <p>For anlæg i kategori C og D kræves funktionaliteten <i>frekvensrespons</i> for underfrekvens, LFSM-U. Den kræves for alle anlæg ved overfrekvens, LFSM-O.</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
--	--

B1.1.5.3. Frekvensregulering
(Gælder for *batterianlæg* i kategori C og D.)

<p>Er <i>batterianlægget</i> udstyret med en <i>frekvensreguleringsfunktion</i>, som specificeret i afsnit 5.2.2?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
---	--

B1.1.5.4. Absolut-effektbegrænsere
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

<p>Er <i>batterianlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænsersfunktion</i>?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Er funktionen aktiveret?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>

B1.1.5.5. Gradient-effektbegrænserfunktion
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

Er <i>batterianlægget</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.5.6. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af reaktiv effekt kan ske ved:	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/>
	<i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/>
	<i>Spændingsregulering</i> <input type="checkbox"/>

B1.1.5.7. Q-regulering
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

Er <i>batterianlægget</i> udstyret med en <i>Q-reguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.1?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.5.8. Effektfaktorregulering
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

Er <i>batterianlægget</i> udstyret med en <i>effektfaktorreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.2?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.5.9. Spændingsregulering
(Gælder for *batterianlæg* i kategori C og D.)

Er <i>batterianlægget</i> udstyret med en <i>spændingsreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.5.10. Automatisk effektfaktorregulering
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1 og A2.)

Er <i>batterianlægget</i> udstyret med en automatisk <i>effektfaktorreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.4?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Funktionen skal som udgangspunkt være deaktiveret og kun aktiveres efter aftale med <i>elforsyningsvirksomheden</i> . Er funktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.5.11. Prioritering af reguleringsfunktioner

Er prioriteringen af <i>batterianlæggets</i> reguleringsfunktioner indstillet som specificeret i afsnit 5.5?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.5.12. Systemværn(Gælder for *batterianlæg* i kategori C og D.)

Er <i>batterianlægget</i> udstyret med en systemværnsfunktion, som specificeret i afsnit 5.4?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.5.13. Effektfaktorinterval

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden* for *batterianlæg* i kategori C og D.

<p>Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori A1, A2 og B</p> <p>Ligger <i>batterianlægget</i> i <i>effektfaktorintervallet</i>, som specificeret i afsnit 5.3.5.1?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori C.</p> <p>Ligger <i>batterianlægget</i> i <i>effektfaktorintervallet</i>, som specificeret i afsnit 5.3.5.2, Figur 17?</p> <p>Kan <i>batterianlægget</i> levere reaktiv effekt i spændingsområdet, som specificeret i afsnit 5.3.5.2, Figur 18?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p> <p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori D.</p> <p>Ligger <i>batterianlægget</i> i <i>effektfaktorintervallet</i>, som specificeret i afsnit 5.3.5.3, Figur 19?</p> <p>Kan <i>batterianlægget</i> levere reaktiv effekt i spændingsområdet, som specificeret i afsnit 5.3.5.3, Figur 20?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p> <p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>

B1.1.6. Beskyttelse mod fejl i elsystemet

Alle indstillinger er angivet som RMS-værdier, og der må kun efter tilladelse fra *elforsyningsvirksomheden* anvendes indstillinger, der afviger herfra.

Spænding og frekvens skal måles på alle tre faser som yderspænding.

Hvis målepunktet er placeret på lavspændingssiden af anlægstransformeren, kan spændingen alternativt måles imellem de tre faser og nul.

Frekvens skal måles samtidigt på alle tre faser.

B1.1.6.1. Beskyttelsesfunktioner

<p>Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori A1 og A2.</p> <p>Er beskyttelsesfunktionerne med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid for <i>batterianlægget</i> som specificeret i afsnit 6.3.1, Tabel 17</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori B.</p> <p>Er beskyttelsesfunktionerne med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid for <i>batterianlægget</i> som specificeret i afsnit 6.3.2, Tabel 18?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori C.</p> <p>Er beskyttelsesfunktionerne med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid for <i>batterianlægget</i> som specificeret i afsnit 6.3.3, Tabel 19?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori D.</p> <p>Er beskyttelsesfunktionerne med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid for <i>batterianlægget</i> som specificeret i afsnit 6.3.4?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>

B1.1.7. Udveksling af signaler og datakommunikation

Aktivering af de enkelte funktioner i anlæggene og konfiguration af de specifikke parametre skal opfylde kravene angivet i Teknisk forskrift 5.8.1 [ref. 10].

B1.1.7.1. Signalbetegnelse

Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori A1 og A2. Er kravet til informationsudveksling med <i>batterianlægget</i> , som specificeret i afsnit 7.2.1, Tabel 20, opfyldt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori B. Er kravet til informationsudveksling med <i>batterianlægget</i> , som specificeret i afsnit 7.2.2, Tabel 21, opfyldt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori C. Er kravet til informationsudveksling med <i>batterianlægget</i> , som specificeret i afsnit 7.2.3, Tabel 22, opfyldt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Gælder for <i>batterianlæg</i> i kategori D. Er kravet til informationsudveksling med <i>batterianlægget</i> , som specificeret i afsnit 7.2.3, Tabel 22, opfyldt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.7.2. Registrering af fejlhændelser og rekvirering af måledata og dokumentation

(Gælder for *batterianlæg* i kategori D.)

De specifikke opsætninger af hændelsesbaseret logning aftales med den *systemansvarlige virksomhed* ved opstart af *batterianlægget*.

Er der i <i>nettilslutningspunktet</i> et logningsudstyr som registrerer spænding for hver fase for <i>batterianlægget</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der i <i>nettilslutningspunktet</i> et logningsudstyr som registrerer strøm for hver fase for <i>batterianlægget</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der i <i>nettilslutningspunktet</i> et logningsudstyr som registrerer aktiv effekt for <i>batterianlægget</i> (kan være beregnede størrelser)	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der i <i>nettilslutningspunktet</i> et logningsudstyr som registrerer reaktiv effekt for <i>batterianlægget</i> (kan være beregnede størrelser)	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der i <i>nettilslutningspunktet</i> et logningsudstyr som registrerer frekvens for <i>batterianlægget</i> (kan være beregnede størrelser)	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Kan den <i>systemansvarlige virksomhed</i> i op til tre måneder tilbage i tid rekvirere de indsamlede måledata og fejlskriverdata for <i>batterianlægget</i> .	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.8. Verifikation og dokumentation

Det er *anlægsejerens* ansvar, at *batterianlægget* overholder den tekniske forskrift, og at dokumentere, at kravene overholdes. Dokumentationspakke skal fremsendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Dokumentation	A1	A2	B	C	D
Leverandørreklæring	X	X	X	X	X
Beskyttelsesfunktioner	X	X	X	X	X
Enstregsskema	X	X	X	X	X
Elkvalitet	X	X	X	X	X
Spændingsdyk	-		-	X	X
PQ-diagram	-		-	X	X
Signalliste	-		-	X	X
Dynamisk simuleringsmodel	-		-	X	X
Verifikationsrapport	-		-	X	X

Krav til dokumentation for anlægskategorier

B1.1.8.1. Leverandørerklæring
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

Er en leverandørerklæring for <i>batterianlægget</i> vedlagt dokumentationen?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.8.2. Beskyttelsesfunktioner
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

Er dokumentation for beskyttelsesfunktioner for <i>batterianlægget</i> vedlagt? Med dette menes en liste over værdier for de aktuelle relæopsætninger på verifikationstidspunktet.	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.8.3. Enstregsskema
(Gælder for *batterianlæg* i kategori A1, A2, B, C og D.)

Er enstregsskema for <i>batterianlægget</i> vedlagt dokumentationen?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.8.4. PQ-diagram
(Gælder for *batterianlæg* i kategori C og D.)

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.8.5. Signalliste
(Gælder for *batterianlæg* i kategori C og D.)

Er den endelige signalliste fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres den endelige signalliste?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.8.6. Simuleringsmodel
(Gælder for *batterianlæg* i kategori C og D.)

<p>Er den elektriske simuleringsmodel for <i>batterianlægget</i> fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i>?</p> <p>Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
---	--

B1.1.8.7. Verifikationsrapport
(Gælder for *batterianlæg* i kategori C og D.)

<p>Er verifikationsrapport fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i>?</p> <p>Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
--	--

B1.1.9. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	